

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки  
 (Геофизические методы исследования скважин)  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК . 553.982:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Капаев Игорь Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гаврилова А.С.			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН ШБИП	Киселева Е.С.	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев М. В.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.г.-м.н.		

2021 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых



	ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная карта района работ 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез центральных и западных районов Томской области 3. Сводный геолого-геофизический разрез центральной части Томской области (фрагмент) 4. Сводный геологический разрез от низа Тюменской свиты до верха Куломзинской 5. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области 6. Структурная карта Шингинского месторождения 7. Стратиграфическая привязка волновой картины Шингинской площади 8. Интервальная скорость по данным АК скв. Шингинская 301 9. Каротажная диаграмма по разрезу скв. 185 10. Каротажная диаграмма по разрезу скв. 199. Интервал куломзинской свиты 11. Фрагмент каротажной диаграммы по разрезу скв. 199 (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> – баженовская свита) 12. Водоносная часть горизонта Ю <sub>1</sub> скв. 199 13. Фрагмент каротажной диаграммы по разрезу скв. 157 14. Пример энергетического спектра при неупругом рассеивании быстрых нейтронов 15. Схема формирования временного спектра ГИНР 16. Аппаратурные спектры, зарегистрированные скважинным прибором АИМС 17. Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров $\tau$ и $D$ против пластов разного насыщения 18. Изменение показаний импульсного нейтронного каротажа в процессе выработки нефтяного пласта

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Киселева Е.С.
Социальная ответственность	Гуляев М. В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	
Срок сдачи студентом выполненной работы	08.06.2021 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гаврилова А.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Капаев Игорь Александрович		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Капаеву Игорю Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Районный коэффициент- 1,2; премиальный коэффициент – 0,7%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки проекта	1. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
2. Планирование и формирование бюджета проекта	2. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет показателей экономической эффективности

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Оборудование и аппаратура по обслуживанию (табл.)
- Виды проектируемых работ (табл.)
- Расчёт времени и труда (табл.)
- Расчет цены геофизических работ (табл.)
- Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (табл.)
- Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом (табл.)
- Расчёт заработной платы (табл.)
- Себестоимость работ (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Капаев Игорь Александрович		

## «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2251	Капаев Игорь Александрович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалитет</b>	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования являются разведочные скважины на Шингинском нефтяном месторождении Томской области</p> <p>Область применения: нефтяные месторождения юго-востока Западной Сибири</p> <p>Рабочая зона:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- камеральный этап проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 20м<sup>2</sup>, с применением искусственного освещения смешанного типа.</li> <li>- полевой этап проводится с использованием оборудования ГИС в полевых условиях на открытом воздухе.</li> </ul>
--	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<b>2. Производственная безопасность:</b>	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей микроклимата;</li> <li>– Превышение уровня шума;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Тяжесть и напряженность физического труда;</li> <li>– Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми;</li> <li>– Повышенный уровень ионизирующего излучения;</li> <li>– Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы</li> </ul>

	<p>производственного оборудования</p> <p>– Пожароопасность</p> <p>Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.</p> <p>– решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>– Выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>– Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>– Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> <p>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Капаев Игорь Александрович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 18 рис., 23 табл., 44 источников.

Ключевые слова: Шингинское месторождение, нефтяное месторождение, баженовская свита, геофизические исследования скважин, Западная Сибирь.

Цель работы: на основе анализа результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований сформировать физико-геологическую модель Шингинского нефтяного месторождения.

В работе представлен проект на проведение комплекса геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов на Шингинском нефтяном месторождении Томской области. Дана характеристика района работ в географо-экономическом плане. Приведены данные о геолого-геофизической изученности района. Кратко изложено геологическое строение с описанием стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности, а так же проведен обзор ранее проведенных геолого-геофизических работ и результатов разработки Шингинского месторождения. В проектной части обосновывается выбор участка работ, метода исследований, описывается методика геофизических работ. Рассмотрена методика и техника обработки и интерпретации материалов. В специальной части рассмотрены физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и их применение на месторождениях углеводородов.

## **Abstract**

The given diploma paper contains 126 pages, 18 figures, 23 tables and was made using 44 literary sources.

Key words: Shinginskoye oil-field, oil-field, bajenovskaya suit, geophysical well logging, West Siberia.

Goal of research: create physics-geological model of the Shinginsky oil-field on the basis of the analysis of results of earlier conducted geologic-geophysical researches.

The diploma presents a project for a complex of geophysical studies of wells in order to determine the porosity and permeability of reservoir rocks at the Shinginskoye oil field of the Tomsk region. The characteristics of the area of work in geographic and economic terms are given. The data on the geological and geophysical study of the area are given. The geological structure with a description of the stratigraphy, tectonics, oil and gas potential is briefly outlined, as well as a review of the previously carried out geological and geophysical work and the results of the development of the Shinginsky field. In the design part, the choice of the work site, the research method is justified, the method of geophysical work is described. The technique and technique of processing and interpretation of materials are considered. In a special part, the physical foundations of pulsed spectrometric neutron gamma-ray logging (C/O logging) and pulsed neutron-neutron method and their application in hydrocarbon fields are considered.

## **Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины**

БК – боковой каротаж

БС – баженовская свита

ГИС – геофизическое исследование скважин

ГК – гамма-каротаж

ИК – индукционный каротаж

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

НГК, НКТ – нейтронный каротаж

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

ОАО – открытое акционерное общество

ОГТ – общая глубинная точка

ПЗ – метод сопротивления с потенциал зондом

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

Рис. – рисунок

Скв. – скважина

с/п – сейсморазведочная партия

Табл. – таблица

УВ – углеводороды

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>14</b>
<b>1. Общие сведения о районе Шингинского нефтяного месторождения</b>	<b>16</b>
1.1 Географо-экономический очерк	16
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	18
<b>2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения</b>	<b>22</b>
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	22
2.2 Тектоника	30
2.3 Нефтегазоносность	32
2.4. Петрофизическая и гидродинамическая характеристика пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	39
2.5. Сейсмогеологическая характеристика	41
<b>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований скважин</b>	<b>46</b>
<b>4. Основные вопросы проектирования</b>	<b>49</b>
4.1 Задачи геофизических исследований	49
4.2 Обоснование объекта исследований	49
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования	50
<b>5 Методические вопросы</b>	<b>59</b>
5.1 Методика проектных геофизических работ	59
5.2 Интерпретация геофизических данных	64
<b>6 Специальные исследования</b>	<b>71</b>
6.1 Физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и их применение на месторождениях углеводородов	71
6.2. Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (С/О каротаж)	76
6.3 Импульсный нейтрон-нейтронный метод	82
	12

<b>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>91</b>
<b>7.1. Технический план (объём проектируемых работ)</b>	<b>91</b>
<b>7.2. Расчет затрат времени и труда</b>	<b>93</b>
<b>7.3. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе</b>	<b>96</b>
<b>7.4. Расчёт заработной платы</b>	<b>99</b>
<b>7.5. Оценка рентабельности проекта</b>	<b>100</b>
<b>8. Социальная ответственность</b>	<b>103</b>
<b>8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>103</b>
<b>8.2. Производственная безопасность</b>	<b>104</b>
<b>8.3. Экологическая безопасность</b>	<b>116</b>
<b>8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<b>117</b>
<b>Заключение</b>	<b>122</b>
<b>Список использованных источников</b>	<b>123</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Необходимость формирования физико-геологической модели (ФГМ) Шингинского нефтяного месторождения обусловлена уникальными геолого-геофизическими особенностями его локализации в пределах Шингинской мезоседловины.

По В.А. Конторовичу седловина – это «зона сочленения близко расположенных однознаковых положительных и отрицательных структур, представляющая собой в сечении поднятий впадину, в сечении депрессий – поднятие» [1]. Шингинская мезоседловина размещена между структурами первого порядка: Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадинами и Средневасюганским и Пудинским мегавалами; в сечении положительных структур – между Мыльджинским и Лугинецким куполовидными поднятиями.

Уникально время формирования Шингинской мезовпадины – ранний палеоцен (талицкая свита) [1]. То есть до этого времени отметки Мыльджинского и Лугинецкого куполовидных поднятий и Шингинской мезоседловины практически не различались.

Положительные структуры вблизи седловины вмещают крупные нефтегазоконденсатные месторождения Мыльджинское и Лугинецкое, размещенное между ними среднее по запасам Шингинское месторождение исключительно нефтяное.

В магнитном поле Томской области, отражающем магнитные неоднородности доюрского фундамента, все три месторождения контролируются масштабной дипольной магнитной аномалией [1]. При этом Мыльджинское и Лугинецкое нефтегазоконденсатные месторождения локализируются в относительно отрицательном магнитном поле, а Шингинское нефтяное – в положительном поле. То же наблюдается и в западной части

Томской области, западнее Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта (нефтяные месторождения Крапивинское, Первомайское, Оленье и др.).

Шингинское месторождение исключительно однопластовое. Продуктивный пласт Ю1-1 локализован под баженовской свитой, региональной покрывкой и потенциально нефтематеринской породой для нефтяных месторождений Западной Сибири [2].

### 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований скважин

Для того, чтобы составить проект проведения промыслово-геофизических исследований при эксплуатации и разработке месторождения, необходимо провести анализ ранее проделанных работ.

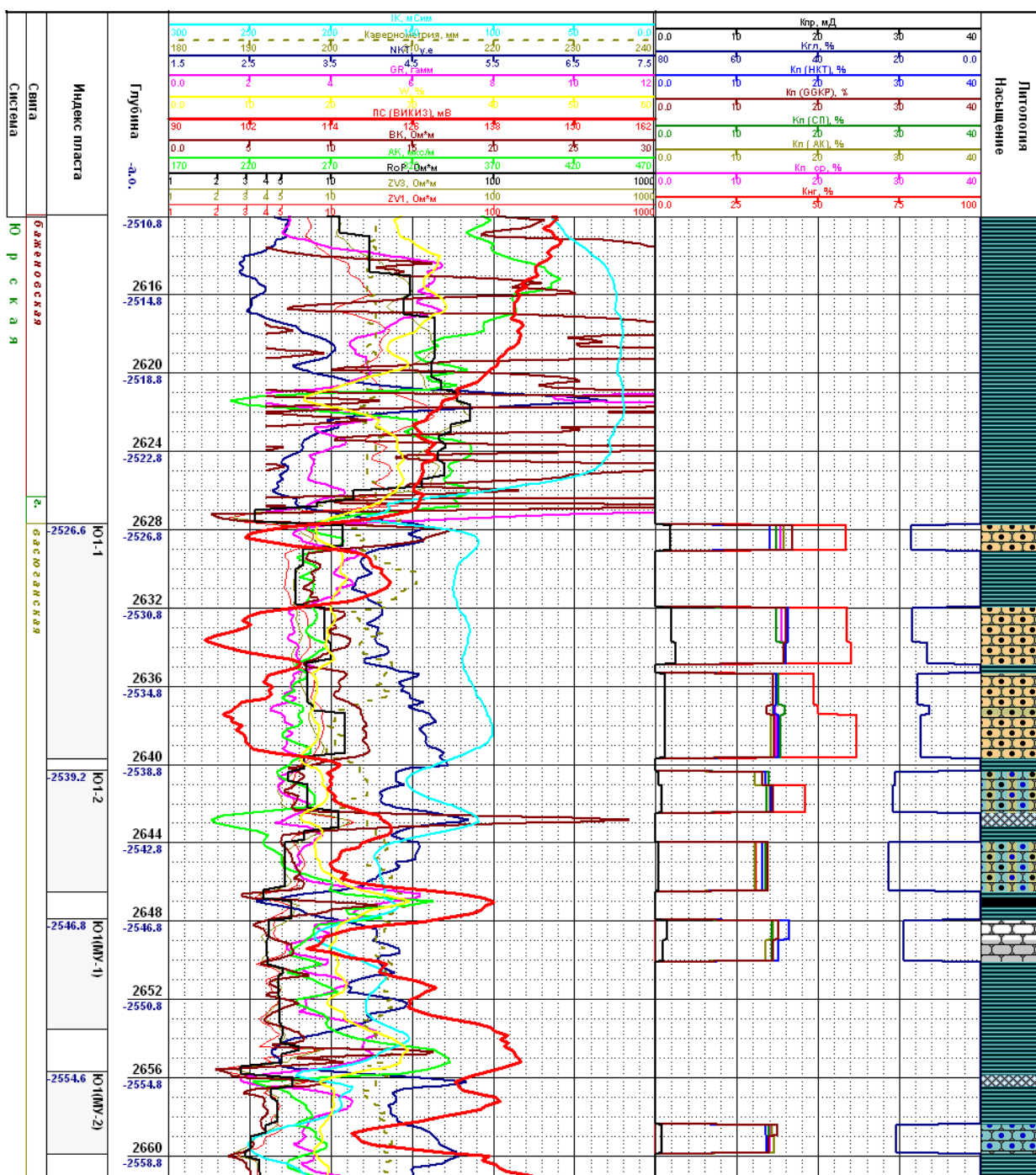
Разведочная скважина 185 пробурена в 2006 г. к северо-западу от скважины 295Р. Целью бурения являлась доразведка залежи горизонта Ю<sub>1</sub> и оценка перспектив нефтегазоносности меловых и юрских отложений месторождения. Исходя из проектных целей бурения скважины, геофизические исследования проводились в соответствии со стандартным комплексом ГИС для открытого ствола поисковых и разведочных скважин [6, 7] (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований для открытого ствола в поисково-оценочных и разведочных скважинах, бурящихся на нефть и газ на территории Томской области

№ п/п	Методы геофизических исследований (принятые сокращения)	Задачи геофизических исследований
1	2	3
1	<p>Методы электрометрии и электромагнитного каротажа:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Стандартный каротаж: Градиент зонд А2.0М0.5N с методом самопроизвольной поляризации ПС;</li> <li>• Боковой каротаж (БК);</li> <li>• Индукционный каротаж (ИК);</li> <li>• Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ).</li> </ul>	<p>ПС, БК, ИК, Литологическое расчленение разреза, выделение реперов, коллекторов, оценка характера нефтегазонасыщения, минерализации пластовой воды, относительной глинистости пластов и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определение продуктивных интервалов коллекторов водонефтяных и газожидкостных контактов.</p> <p>ВИКИЗ дает более точное, по сравнению с «обычным» комплексом (ПС, БКЗ, БК, ИК, Резистивиметр) определение удельного электрического сопротивления и параметров зоны проникновения в сложнопостроенных терригенных коллекторах.</p>



2.	<p>Радиоактивные методы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Гамма-каротаж (ГК) интегральная модификация);</li> <li>Двухзондовый нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (2НКт);</li> <li>Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П)</li> </ul>	<p>ГК – литологическое расчленение геологического разреза, оценка фильтрационно-емкостных свойств и глинистости коллекторов, выявления радиогеохимических аномалий, привязка к разрезу;</p> <p>2НКт – литологическое расчленение геологического разреза, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.</p> <p>ГГК-П – оценка плотности горных пород для комплексной интерпретации с целью литологического расчленения разреза, определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и информационное обеспечение интерпретации наземных геофизических исследований.</p>
3.	Кавернометрия	Определение фактического диаметра и объема ствола скважин, коэффициента кавернозности, выделение коллекторов в разрезе.
4.	Широкополостной акустический каротаж (АКШ)	Литологическое расчленение разреза, определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выделение интервалов со вторичной пористостью, оценка коэффициента пористости в порово-трещиноватом и кавернозном коллекторе, определение упругих характеристик горных пород и информационное обеспечение интерпретации наземных геофизических исследований.
5.	Резистивиметрия	Измерение электрического сопротивления промывочной жидкости.
6.	Инклинометрия	Установление пространственного положения ствола скважины, определение удлинения ствола скважины с целью уточнения глубин залегания пластов, отклонения забоя.



Условные обозначения

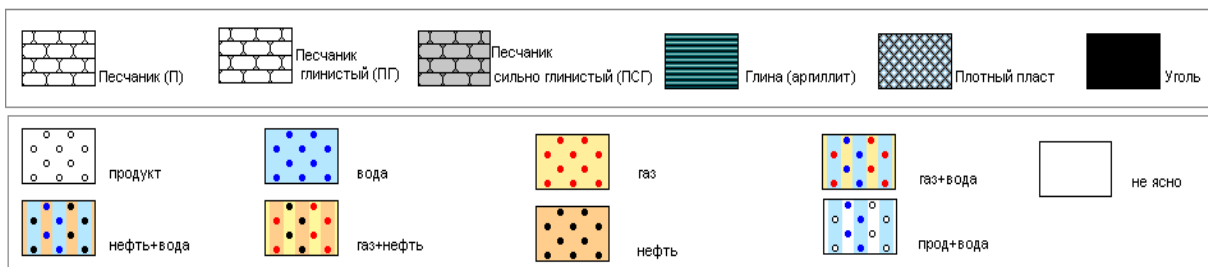


Рисунок 3.1 – Каротажная диаграмма по разрезу скв. 185

## **4. Основные вопросы проектирования**

### **4.1 Задачи геофизических исследований**

При разведочных работах в Западной Сибири объектами изучения являются локальные поднятия и литологические ловушки с характерным для данной площади пластово-сводовым типом залежей углеводородов. Шингинское месторождение характеризуется средней изученностью буровыми работами и ГИС в отношении юрских продуктивных пластов васюганской свиты, которые являются относительно однородными и содержат в себе основные промышленные запасы углеводородов. Данным проектом предусматривается доразведка месторождения бурением скважины в южной части участка с проведением комплекса ГИС. Целью доразведки является уточнение исходных данных, направленное на повышение коэффициентов нефте-, газо-, конденсатоотдачи, а также снижение затрат на добычу и подготовку углеводородов.

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) литологическое расчленение разреза;
- 2) выделение коллекторов;
- 3) оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) определение ВНК.

### **4.2 Обоснование объекта исследований**

Участок работ, где будет заложена скважина, расположен в южной части месторождения (рис. 4.1). Из структурной карты месторождения по горизонту Па (рис. 4.1) видно куполовидное поднятие в этой части, а также отсутствие скважин. Для выбора проектируемого участка работ основной предпосылкой является то, что он располагается в пределах оконтуренной

продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами. Скважина будет заложена в присводной части локального куполовидного поднятия. Бурение проектной скважины позволит изучить все газоконденсатные залежи, нефтегазоконденсатные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, а также меловые отложения.

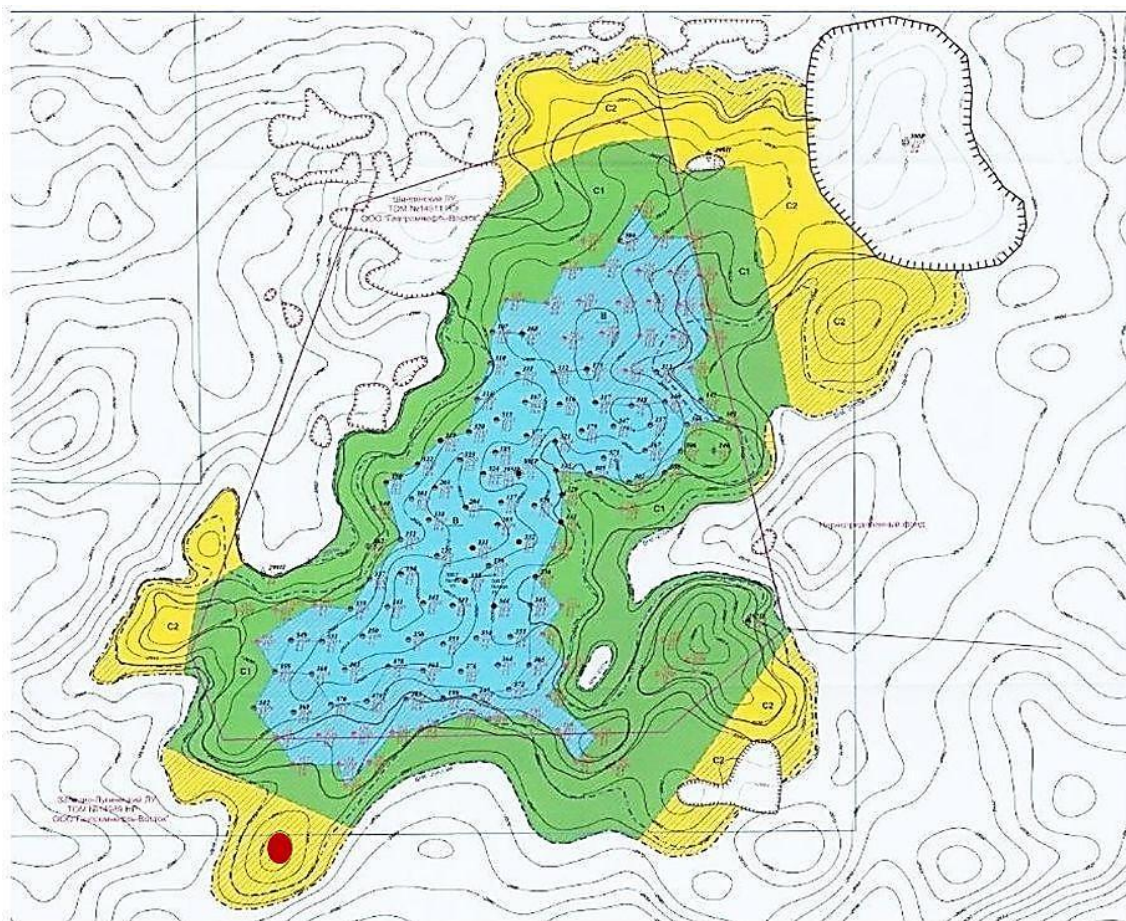


Рисунок 4.1 – Структурная карта месторождения

Интервал специального исследования: куломзинская, баженовская, васюганская свиты, от кровли пласта Б<sub>18</sub> до кровли пласта Ю<sub>2</sub>.

#### 4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Для анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований скважин на Шингинском месторождении были выбраны две

скважины (№ 199, № 157), где горизонт Ю<sub>0</sub> является баженовской свитой, Ю<sub>1</sub> – васюганской свитой, Ю<sub>2</sub> – тюменской свитой. Вскрыты продуктивные пласты: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

Комплекс методов ГИС, который используется для анализа выбранных скважин [8, 9]: НКТ, ГГКп, ГК, БК, ПС, ВИКИЗ, ИК, резистивиметрия.

Также представлены результаты интерпретации этих методов, а именно: Кпр, Кнг, Кп, Рп.

#### *Скважина №199*

По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин выявлено, что значительная часть коллекторов является водоносной. В куломзинской свите встречаются в большом количестве карбонатные прослои. Продуктивные пласты расположены в васюганской свите, верхний из которых насыщен нефтью (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), а оставшиеся нижние водой (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>). В пластах тюменской свиты встречаются пропластки угля.

В данном разрезе глины отличаются положительной аномалией по ПС, высокими значениями естественной радиоактивности и более высокими значениями электропроводности по кривой ИК. По данным ВИКИЗ глины показывают низкие значения сопротивления в верхних и средних частях разрезов, а нижних – показания становятся чуть выше. Кривая НКТ относительно глин: в верхней и средней части разреза аномалии НКТ напротив глинистых пластов отличаются более низкими значениями в сравнении с нижележащими глинистыми пластами. Иными словами верхние глины более водородосодержащие. Помимо этого для более глубоких образований разреза кривая НКТ для глин отличается своей неоднородностью и изрезанностью.

Песчаники выделяются отрицательной аномалией по кривой ПС, пониженными значениями по ННКТ, по кривой ГК имеют

отрицательную аномалию. По НКТ – увеличивается, и как описано выше, в нижней части разреза значения становятся более неоднородными.

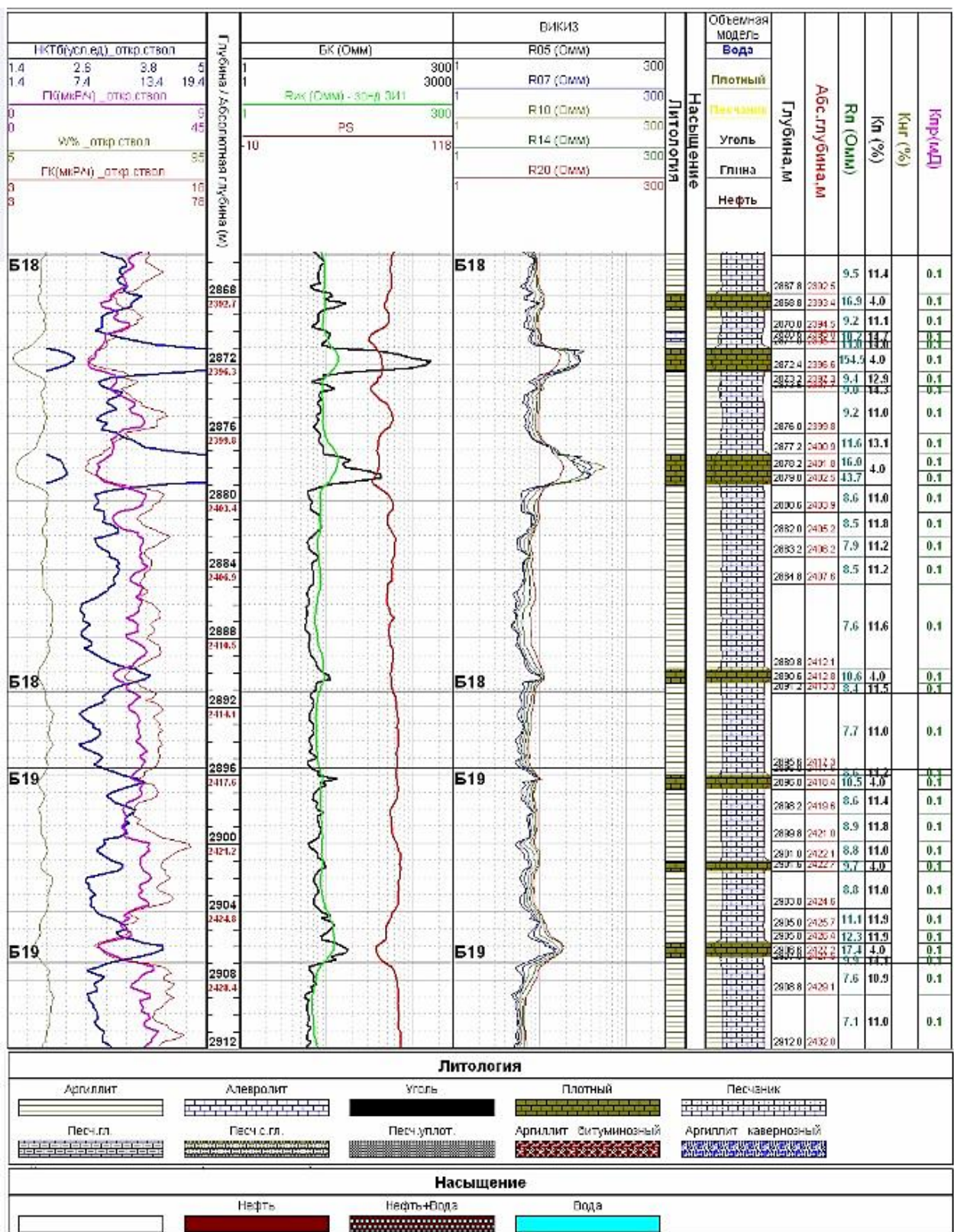
В пределах куломзинской свиты ( $B_{18}$ - $B_{20}$ ) наблюдаются повышенные значения НКТ и ГК, пониженные показания сопротивления и ВИКИЗ (рис. 4.2).

В верхней части отчётливо выделяются карбонатные прослои, происходит увеличение по нейтронному каротажу и сопротивлению. Более глубокий зонд ВИКИЗ ( $R_{20}$ ) против карбонатов имеет самые низкие показания.

В конце куломзинской свиты при приближении к баженовской свите сопротивление увеличивается, по ГК начинается переход во второй масштаб, а также происходит уменьшение показаний по нейтронному каротажу (рис. 4.3).

Сама баженовская свита выделяется комплексной геофизической аномалией: аномально высокая радиоактивность, особенно в кровельной части разреза, относительно низкие показания НКТ, аномально высокие (для аргиллитов) электрические сопротивления по БК и ВИКИЗ, расхождение с положительным градиентом показаний зондов ВИКИЗ, относительно повышенная ПС.







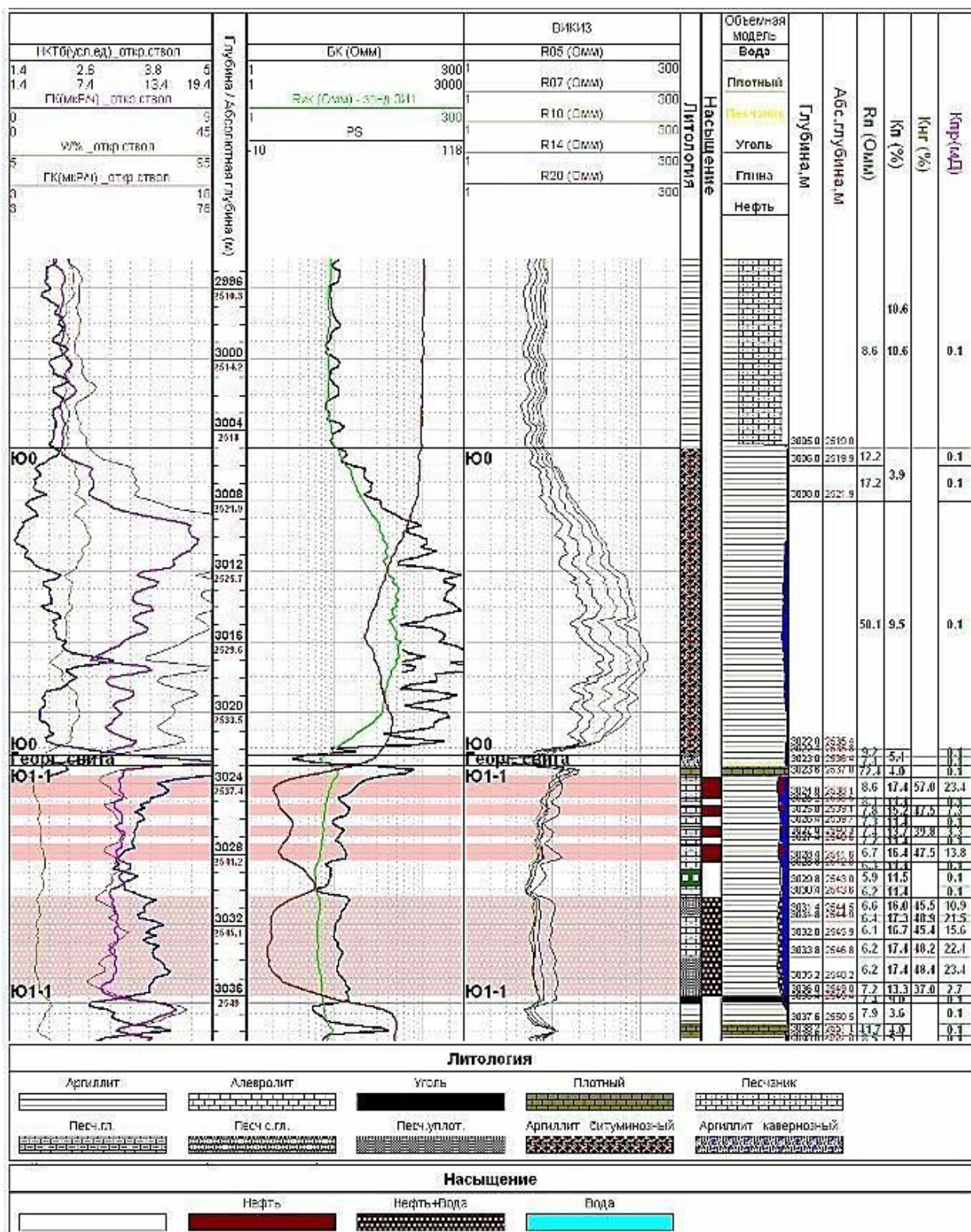


Рисунок 4.3 – Фрагмент каротажной диаграммы по разрезу скв. 199 (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – баженовская свита)



Неоднородность геофизической характеристики баженовской свиты выражается в следующем:

- максимальные значения радиоактивности (ГК) смещены к кровельной части свиты, а электрического сопротивления (БК, ВИКИЗ) – к подошвенной;
- между показаниями радиоактивных методов ГК и НКТ наблюдается поразительная обратная согласованность, проявляющаяся в разных масштабах (рис. 4.3.2). Например, подошвенная часть свиты отличается в целом более высокими показаниями НКТ, чем подошвенная;
- показания ПС неоднородные и дают минимум в районе локальных аномалий НКТ, ГК и БК (карбонатизация). Понижение ПС может указывать на наличие коллектора в баженовской свите.

От пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> баженовская свита отделяется весьма маламощной георгиевской свитой с аномально низким электрическим сопротивлением (БК, ВИКИЗ) и пропластком карбонатизации в кровельной части пласта.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> вскрыт в интервале 3023,6–3036,4 м и представлен чередованием различных по пористости пород (рис. 4.3). Отмечается средними показаниями ВИКИЗ, так как присутствует вода. Повышенные значения ГК и НКТ.

По результатам интерпретации ГИС пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризуется: Кп = 4–17,4 %; Кпр = 0,1–23,4 мД; Rп = 5,9–72,4 Ом\*м; Кнг = 37–57 %.

Из анализа каротажной диаграммы, включающей нижние пласты-коллекторы, насыщенные водой (рис. 4.4), видно, что самый глубинный зонд ВИКИЗ в водоносном пласте показывает самые низкие сопротивления, в разрезах появляется карбонатизация.

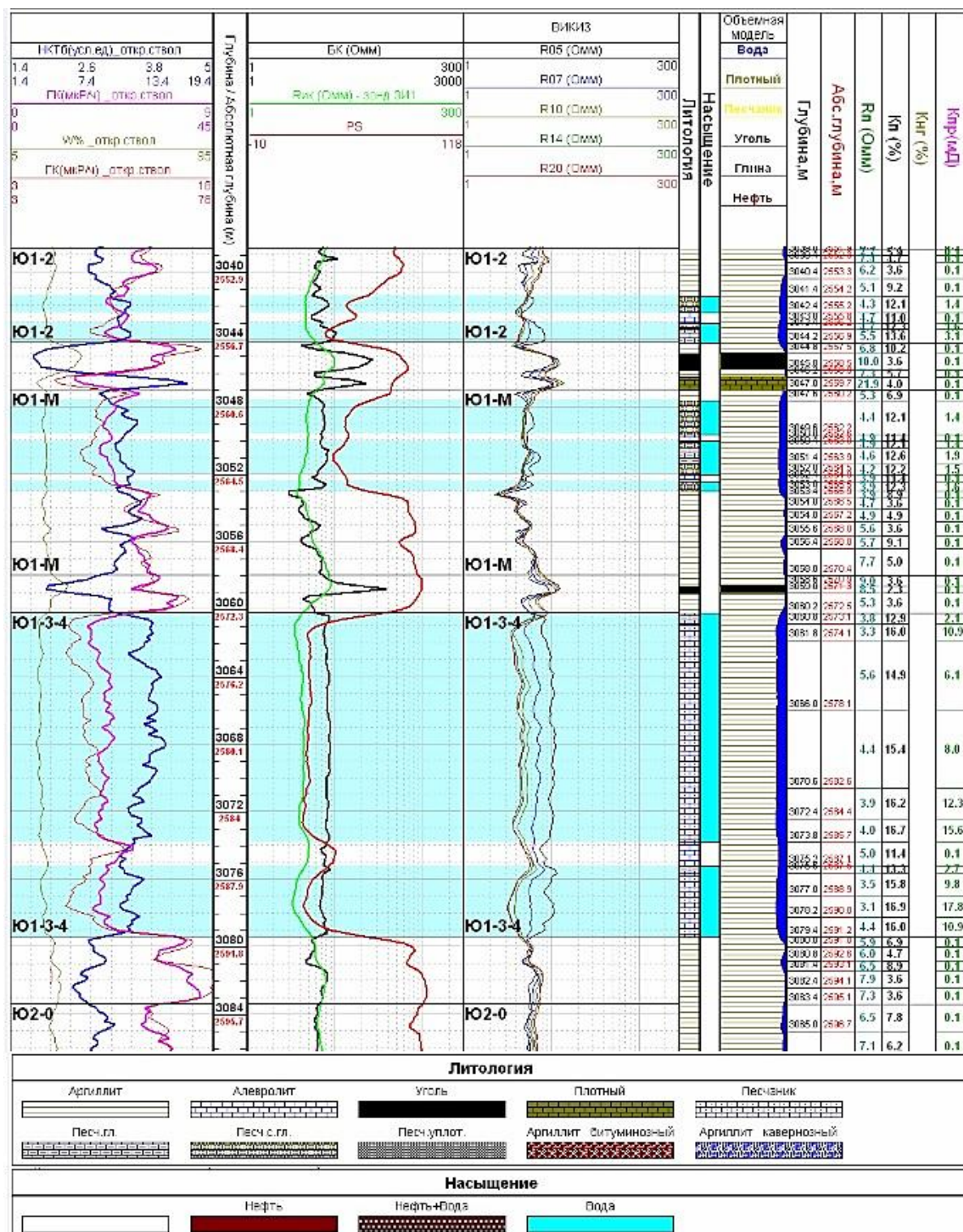


Рисунок 4.4 – Водоносная часть горизонта Ю<sub>1</sub>. Скважина 199

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> по ГИС характеризуются: Кп = 2,3–16,9%; Кпр = 0,1–17,8 мД; Rp = 3,1–41,7 Ом\*м. Характер насыщения – вода.

Плотные прослои в разрезе выделяются высокими значениями зондов ВИКИЗ, КС, НКТ и ИК, общая радиоактивность понижается.

Также в разрезе выделяются единичные пласты углей, которые отличаются очень низкими значениями радиоактивности и по показаниям плотностного каротажа. Кроме этого угли имеют высокие значения УЭС по КС и высокие значения электропроводности.

#### *Скважина №157*

Сравнивая со скважиной №199, продуктивный интервал меньше, так как мощность продуктивных пропластков в пласте  $Ю_1^1$  данной скважины составляет около 5 м, в отличие от практически полностью продуктивного пласта  $Ю_1^1$  мощностью 13 метров скважины № 199 (рис. 4.5).

Свойства горных пород и показания различных методов, в пределах баженовской свиты, абсолютно такие же, как и со сравниваемой скважиной № 199.

В отличие от вышеописанного пласта  $Ю_1^2$  скважины № 199, такой же самый пласт в данной скважине водоносным не является. Эффективная мощность коллектора в пласте  $Ю_1$ -м данной скважины, значительно меньше чем в скважине №199

Пласты  $Ю_1^{3-4}$  в обеих скважинах схожи по мощности и показаниям методов, отличительным признаком является лишь то, что эффективная мощность коллектора в скважине №157 менее, чем в скважине №199.

Также плотные прослои в разрезе выделяются высокими значениями зондов ВИКИЗ, НКТ и ИК, общая радиоактивность понижается.

Пласты  $Ю_1^2$  –  $Ю_1^{3-4}$  по ГИС характеризуется:  $K_p = 11,6–17,4\%$ ;  $R_p = 3,9–5,1 \text{ Ом*м}$ .



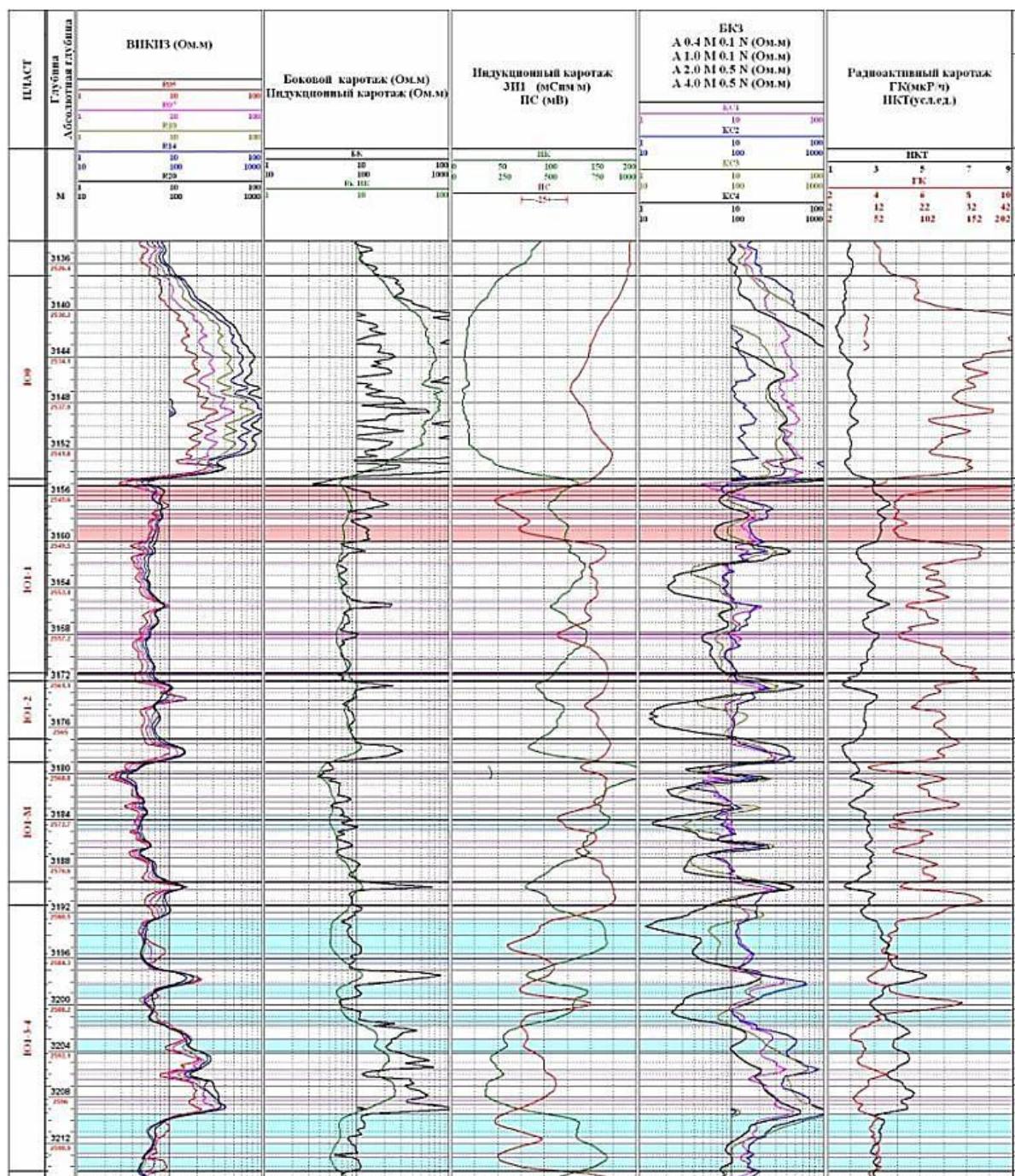


Рисунок 4.5 – Фрагмент каротажной диаграммы по разрезу скв. 157

## 5 Методические вопросы

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Выбор методики и аппаратуры для проведения комплекса геофизических исследований на Шингинском месторождении основывался на анализе работ прошлых лет и физико-геологических предпосылках применения различных методов каротажа, показавших свою высокую эффективность при решении геологических задач на изучаемом месторождении (раздел 3). В пределах потенциально продуктивной части геологического разреза предусматривается применение расширенного комплекса ГИС, указанного в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Комплекс проектируемых работ

Метод	Масштаб	Интервал
Стандартный каротаж (КС, ПС)	1:200	2400–2800
БКЗ (6 зондов различной длины)	1:200	2400–2800
Боковой каротаж	1:200	2400–2800
Резистивиметрия	1:200	2400–2800
Индукционный каротаж	1:200	2400–2800
Инклинометрия	1:200	2400–2800
Радиоактивный (ГК, ННКТ)	1:200	2400–2800
ВИКИЗ	1:200	2400–2800
ГГКп	1:200	2400–2800

При выполнении данного исследования по сравнению с ранее выполненными работами можно исключить такие методы как кавернометрия и акустический широкополосный каротаж. С выделением коллекторов по комплексу ГИС проблем на Шингинском месторождении

нет, поэтому можно не проводить кавернометрию. АКШ не будет проводиться в связи с высокой стоимостью, а также в связи с тем, что проектная скважина является эксплуатационной, а не разведочной, Шингинское месторождение уже хорошо разведано и уточнение детальных фильтрационно-емкостных свойств уже не требуется. Также для проведения данного исследования в комплекс ГИС необходимо добавить метод БКЗ. Учитывая, что пористость на Шингинском месторождении почти изучена, данным исследованием предполагается уточнить контуры залежи, поэтому необходимо точное определение сопротивления, для чего будет использован метод БКЗ.

Для реализации выбранного нами комплекса работ планируется использовать аппаратуру заводского серийного производства. Весь комплекс работ планируется выполнять с помощью компьютеризированной станции-лаборатории «КЕДР-02», оснащенной необходимым серийным скважинным оборудованием (более 160 наименований скважинных зондов, включая акустические приборы и инклинометры [10]).

Лаборатория «КЕДР-02» работает с сельсином (без использования сельсин-приемника) или датчиками глубины импульсного типа (Кедр ДГИ-1, ЛОТ 8М и др.), датчиком меток глубины (типа ДМГ-1), с коррекцией по магнитным меткам и ролику.

Отличительной особенностью геофизических лабораторий семейства «КЕДР-02» является распределенная архитектура вычислительных средств. В отличие от других лабораторий, различные задачи выполняются не одним компьютером, а распределены по нескольким специализированным процессорам. Другой важной особенностью является программное декодирование телеметрии всех без исключения приборов. Все это позволяет подключать новые приборы, не меняя аппаратуру лаборатории.

Аппаратура лаборатории выпускается в блочном исполнении. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство.

Наличие сменных блоков позволяет быстро восстановить работоспособность лаборатории в случае отказа, что делает эту модель наиболее предпочтительной для работы в отдаленных районах.

Лаборатория «Кедр-02» состоит из следующих основных блоков:

- геофизического, обеспечивающего цифровую регистрацию каротажных диаграмм от скважинных приборов в реальном масштабе глубин с контролем и коррекцией по магнитным меткам, регистрацией скорости движения зонда и натяжения кабеля;
- универсального источника питания, обеспечивающего электрооборудование станции и скважинных приборов требуемыми стандартами стабилизированного постоянного, переменного или смешанного напряжения и тока;
- коммутационного, осуществляющего необходимые переключения и связи между жилами кабеля, источниками электропитания и входами геофизического блока с функциями управления отдельными видами скважинных приборов;
- плоттера для визуализации твердых копий;
- источника бесперебойного электропитания для аварийных случаев.

Для проведения спуско-подъемных операций со скважинными приборами при проектируемых работах будет использоваться типовой геофизический подъёмник с электроприводом ПКС–3,5Э на базе автомобиля повышенной проходимости (Урал 4320, КАМАЗ-43118).

Доставка приборов к интервалам исследований и каротаж будут производиться на грузонесущем 3-х жильном геофизическом кабеле КГ 3х1,5-70-150. Данный тип кабеля полностью соответствует глубинам исследований и условиям проведения проектных геофизических работ.

Электрический каротаж [10, 11] будет проводиться аппаратурой К1А-723М. Прибор является комплексным и позволяет за один рабочий цикл выполнить измерения стандартными электрическими методами каротажа в

составе методов кажущегося сопротивления (КС и БКЗ), бокового (БК), индукционного (ИК), метода ПС и резистивиметрии. Стандартный каротаж будет выполняться в масштабе записи кривых ПС – 25.0 мВ/см (зондом N11.0M0.5A) и КС (зонд A2,0M0.5N) – 5.0 Ом/см. Скорость записи – 1350 м/час.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: A0.4M0.1N, A2,0M0.5N, A4,0M0.5N, A8,0M1,0N, N0.5M2,0N, A1,0M0,1N. Исследования методом БКЗ будут проводиться в интервалах детализации при масштабе записи – 5 Ом/см и скорости – 1350 м/час. Регистрация кривых КС будет осуществляться в логарифмическом масштабе.

Для контроля качества измерений выполняется сравнение стандартных сигналов, полученных после выполнения измерений с калибровочными, причем расхождение между ними не превышает допустимую относительную погрешность. Основные и контрольные измерения не должны отличаться более чем на 20 %. Для опорных пластов это условие более жесткое, отличие не должно превышать 10 %.

Боковой каротаж. Аппаратура K1A-723M позволяет провести комплексные измерения методами бокового каротажа и бокового каротажного зондирования за счет использования единой изоляционной схемы в трехжильном кабеле. БК в составе K1A-723M будет выполняться трехэлектродным зондом при скорости записи 1350 м/час

При измерениях методом БК обеспечивается диапазон значений в пределах 0,2–10000 Ом при погрешности измерений не более 5 % и относительно малая погрешность, обусловленная температурными изменениями.

Контроль качества первичных измерений методом бокового каротажа полностью идентичен БКЗ.



Индукционный каротаж. Метод индукционного каротажа позволяет выполнить измерение кажущейся удельной электропроводности пород с целью последующего определения удельного электрического сопротивления коллекторов на различных участках зоны проникновения, включая и не затронутую часть пласта. Условия применения метода на Крапивинском месторождении отвечают типовым требованиям, так как сопротивление горных пород геологического разреза существенно меньше 500 Ом.

Индукционный каротаж будет осуществляться прибором ИК с длиной зонда 1 м в составе К1А-723М, в интервале проведения детализационных работ продуктивного фрагмента геологического разреза при масштабе записи диаграммы 50 мСим/см и скорости 1350 м/час при контрольном интервале до 50 м.

Резистивиметрия – каротаж, с помощью которого измеряется удельное электрическое сопротивление бурового раствора (промывочной жидкости). Резистивиметрия будет осуществляться в составе К1А-723М. Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации – 1350 м/час.

Радиоактивный каротаж. Для регистрации записей нейтронного ННКТ и интегрального гамма каротажа ГК в открытом стволе будут применяться скважинные приборы РКС-3М, РК5-76. Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые 2ННКТ большого и малого зондов. РК 5-76 и РКС-3М предназначены для измерения мощности экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения (ГК) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННКт) с привязкой показаний к элементам технологического оборудования по локатору муфт (ЛМ). Это оборудование позволяет выполнить качественные измерения радиоактивных показателей в проектной скважине в необходимом диапазоне нейтронной пористости (от 1 до 40 %) и естественной радиоактивности от 1 до 251 мкР/час.

Инклинометрия будет проводиться инклинометром непрерывного действия ИОН-1. ИОН-1 решает следующие задачи: постоянное, непрерывное измерение направления ствола скважины (азимут и зенитный угол), а также угла поворота инклинометра в функции глубины с выводом результатов на экран и сохранения их в LAS – формате .

Высокочастотное индукционное изопараметрическое каротажное зондирование (ВИКИЗ) относится к классу индукционных методов каротажа и позволяет выполнить одновременную регистрацию удельного электропроводности пород пятью зондами разной глубинности исследования. Требования к скважинному прибору ВИКИЗ определяются СТ ЕАГО-027-02 «Аппаратура высокочастотного индукционного каротажа изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний». М.: ЕАГО. 1997. Прибор надежно работает в относительно низкоомных разрезах горных пород, до 200 Ом с относительной погрешностью не более 5 % в широком диапазоне температур. Скорость каротажа 1800 м/ч.

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

### *Расчет относительного параметра $\alpha_{ПС}$ и двойного разностного параметра ГК*

Значение относительного параметра  $\alpha_{ПС}$  определяется по формуле [12]:

$$\alpha_{ПС} = E_{st(i)} / E_{st}^{max}, \quad (1)$$

где

$E_{st(i)}$  максимально возможное значение статического потенциала ПС, определяемое по температуре пласта и сопротивлениям фильтрата бурового раствора и пластовой воды:

$$E_{st}^{max} = 69.6 * (273 + T_{пл}) / 291 * \lg(p_{\phi} / p_{в}), \quad (2)$$

где

$T_{пл}$  – температура пласта, определяемая по данным термометрии. В случае отсутствия замеров термометрии  $T_{пл}$  принимается равной принятой для месторождения температуре пласта;

$r_{\phi}$  – сопротивление фильтрата бурового раствора. Определяется по номограмме с использованием температуры пласта и сопротивления бурового раствора по резистивиметрии –  $r_c$ ;

$r_v$  – сопротивление пластовой воды. Сопротивление пластовой воды определяется по минерализации пластовой воды, полученной в результате отбора глубинных проб и температуре пласта по соответствующей палетке из «Альбома палеток и номограмм».

Диапазон изменения параметра апс от «0» – чистые глины, до «1» чистые песчаники.

Двойной разностный параметр ГК –  $d^{ГК}$  определяется по формуле:

$$d^{ГК} = (ГК_{(i)} - ГК_{min}) / (ГК_{max} - ГК_{min}), \quad (3)$$

где

$ГК_{(i)}$  – значения ГК в  $i$ -том пропластке;

$ГК_{max}$  – максимальные значения ГК в опорном пласте глин;

$ГК_{min}$  – минимальные значения ГК в опорном пласте чистого песчаника.

Расчет параметра  $d^{ГК}$  для разновозрастных терригенных пород следует производить отдельно. Это связано с возможными различиями в гамма-активности скелетной части песчаников.

В терригенном разрезе в качестве опорных пластов выбираются чистые пласт высокодисперсной глины с максимальными показаниями ГК и пласт чистого водонасыщенного песчаника с минимальной гамма-активностью. Для терригенных разрезов интервалы пород с аномально высокой радиоактивностью (баженовская свита) и пласты углей и чистых карбонатных пород в качестве опорных не используются.

Диапазон изменения параметра  $d^{ГК}$  от «0» – чистые песчаники, до «1» чистые глины.

***Выделение коллекторов по граничному параметру  $\alpha_{пс}$  и качественным геофизическим признакам коллектора. Определение литологии пород***

Из описания керна следует, что нефтенасыщенные песчаники горизонта Ю<sub>1</sub> Некрасовского месторождения являются гидрофильными коллекторами с межзерновой пористостью и рассеянным типом глинистости. Учитывая опыт геофизических исследований юрских отложений на других месторождениях Томской области, в качестве граничного для выделения такого типа коллекторов подходит значения  $\alpha_{пс,гр}$  равное 0.4. Таким образом, по относительному параметру ПС прослои песчаников с  $\alpha_{пс} \geq 0.4$  интерпретируются как интервалы коллекторов (песчаников), а породы со значениями  $\alpha_{пс} < 0.4$  относятся к неколлекторам (глинам). В качестве дополнительного критерия для подтверждения проницаемых интервалов, выделенных по  $\alpha_{пс}$ , является наличие в них (в интервалах) качественных геофизических признаков коллектора, а именно: наличие градиента сопротивлений по данным разноглубинных зондов БКЗ, ВИКИЗ, ПК, БК.

Присутствие всех трех вышеперечисленных геофизических признаков при условии  $\alpha_{пс} > \alpha_{пс,гр}$  в рассматриваемом интервале является надежным критерием коллектора.

При окончательном определении литологии разреза, дополнительно к уже выделенным по  $\alpha_{пс}$  интервалам песчаников (коллекторов) и глин (неколлекторов), водородосодержанию ( $W, \%$ ), плотности ( $\rho_l, \text{г/см}^3$ ) и сопротивлению по боковому каротажу (БК, Ом) производится выделение низкопористых интервалов пород – «плотных пластов» и прослоев углей.

После определения литологии изучаемого разреза скважины дальнейшая интерпретация проводится только в интервалах коллекторов (песчаников).

### ***Определение удельного электрического сопротивления пластов и параметров зоны проникновения по методу ВИКИЗ***

Определение удельного электрического сопротивления пласта ( $\rho_p$ ) и параметров зоны проникновения выполняют по данным метода ВИКИЗ.

### ***Определение пористости коллекторов***

Определение коэффициента пористости коллекторов ( $K_p$ ) производится по методам ПС, ГГКП, 2НКт [12, 13].

В петрофизике для межзерновых коллекторов различают открытую ( $K_{p_o}$ ), закрытую ( $K_{p_{закр}}$ ) и общую ( $K_{p_{общ}}$ ) пористости, связанные соотношением:

$$K_{p_{общ}} = K_{p_o} + K_{p_{закр}} \quad (4)$$

Под открытой, понимается та часть пустотного пространства песчаника, которая имеет связь между собой и со стенкой скважины. Величину  $K_{p_{закр}}$  определяет наличие закрытых (изолированных) пор в коллекторе.

Согласно физическим основам методов по ПС определяется открытая, а по методам ГГКП и 2НКт общая пористости пород.

В терригенных межзерновых коллекторах величина закрытой пористости, как правило, незначительна, и ее можно не учитывать. Поэтому, при проведении интерпретации расчет производится по всем четырем вышеуказанным методам, с последующим расчетом среднего значения коэффициента пористости

$$K_{p_{ср}} = [K_{p(ПС)} + K_{p(ГГКП)} + K_{p(2НКт)}] / 3 \quad (5)$$

По методу ПС расчет производится для конкретного интервала исследований с использованием петрофизической зависимости вида  $K_{p(ПС)} = f(\alpha_{ПС})$ , установленной на керне.

По методу ГГКП расчет пористости производится по плотности пород с учетом глинистости:

$$K_{p(ГГКП)(i)} = (\rho_{ск} - \rho_{(i)}) / (\rho_{ск} - \rho_{ж}) + K_{г(г)} * (\rho_{гл} - \rho_{ск}) / (\rho_{ск} - \rho_{ж}), \quad (6)$$

где

$\rho_c$ ,  $\rho_{гг}$ ,  $\rho_{ж}$  – электронные плотности скелета породы, глинистых минералов (примесей) и жидкости заполняющей поры песчаника в г/см<sup>3</sup>.

$\rho_{(i)}$  – электронная плотность  $i$ -го пропластка в г/см<sup>3</sup>;

$K_{гг(i)}$  – глинистость  $i$ -го пропластка в долях единицы;

По методу 2НКт расчет пористости производится по водородосодержанию пород с учетом их глинистости:

$$K_{п (2НКт)(i)} = W_{(i)} - K_{гг(i)} * W_x - \Delta_{лит}, \quad (7)$$

где

$W_{(i)}$  – водородосодержание в  $i$ -том пропластке в %;

$W_x$  – количество химически связанной воды в глинах в долях единицы;

$K_{гг(i)}$  – глинистость  $i$ -го пропластка в %;

$\Delta_{лит}$  – поправка за литологию пород в %.

### ***Определение проницаемости коллекторов***

Определение коэффициента проницаемости коллекторов производится по петрофизическим зависимостям, установленным по керновым данным. В качестве входного параметра для расчета используется относительный параметр  $\alpha_{пс}$ . Зависимость для определения  $K_{пр}$  является степенной функцией:

$$K_{пр} = 10^{(a * \alpha_{пс} + b)}, \quad (9)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты учитывающие фильтрационные особенности коллектора.

### ***Определение характера насыщения коллекторов***

Расчет коэффициента нефтегазонасыщения ( $K_{нг}$ ) коллекторов производится по уравнению Дахнова-Арчи. Начальными параметрами для расчета являются значения пористости –  $K_{п}$  и удельного электрического сопротивления коллектора –  $\rho_{п}$ .

Сначала определяется сопротивление полностью водонасыщенного пласта по формуле:

$$p_{ВП(i)} = R_{п(i)} * p_{в(i)}, \quad (10)$$

где

$R_{п(i)}$  – параметр пористости в  $i$ -том пласте или относительное сопротивление породы;

$p_{в(i)}$  – сопротивление пластовой воды в  $i$ -том пласте в Омм.

Величина параметра пористости зависит от  $Kп$  и описывается эмпирическим выражением  $Rп = a/Kп^n$ , где  $a$  и  $n$  коэффициенты, отражающие особенности данного типа коллектора. Значения коэффициентов  $a$  и  $n$  определяется по результатам исследований керна. Численно коэффициент «а» близок к единице, «n» находится в диапазоне от 1.4 (рыхлые пески) до 2.2 (крепко сцементированные песчаники).

Затем производится расчет параметра насыщения  $Rн$  по формуле:

$$R_{н(i)} = p_{п(i)} / p_{ВП(i)}, \quad (11)$$

где

$p_{п(i)}$  – удельное сопротивление в  $i$ -том пласте.

Параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщения  $Kв$  эмпирическим соотношением  $Rн = a/Kв^m$ , где  $a$  и  $m$  коэффициенты, характерные для данного типа коллектора. Численно, коэффициент «а» близок к единице, «m» находится в диапазоне от 1.8–2 (гидрофильные коллектора) до 2.2 (гидрофобные коллектора с углеводородным насыщением близким к предельным значением).

Значения коэффициента водонасыщения рассчитываются по формуле:

$$K_{в(i)} = a * R_{н(i)}^{-1/m}, \quad (12)$$

где значения коэффициентов  $a$  и  $m$ , характеризующие данный тип коллектора, определяется по результатам исследований керна.

Коэффициент нефтегазонасыщения определяется как  $K_{нг(i)} = 1 - K_{в(i)}$

Прогнозная оценка притока пластового флюида проводится путем сравнения вычисленного значения  $K_{в(i)}$  с критическими (граничными) значениями этого параметра для притоков воды  $K_{в}^{**}$  и безводных углеводородов  $K_{в}^*$ . Так при

$K_{в}^{**} \leq K_{в(i)}$  – из пласта будет получен приток воды

$K_{в}^{**} > K_{в(i)} \geq K_{в}^*$  - приток углеводородов с водой

$K_{в}^* > K_{в(i)}$  – безводный приток углеводородов.

Значения  $K_{в}^*$ ,  $K_{в}^{**}$  получают по исследованиям керн и уточняют по результатам испытаний пластов.



## **6 Специальные исследования**

### **6.1 Физические основы импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и их применение на месторождениях углеводородов**

При контроле разработки месторождений нефти и газа задача оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов решается только нейтронными методами (С/О каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж). Различие по нейтронным характеристикам воды и нефти не настолько существенно, как по удельному электрическому сопротивлению. Особенно это касается месторождений Западной Сибири, характеризующихся невысокой минерализацией пластовых вод. Технология производства и интерпретация данных нейтронного каротажа применительно к этим условиям не до конца разработаны, поэтому знания физических основ нейтронных методов очень важно для принятия решений в условиях неопределенности.

***Общие сведения о нейтронах.*** Нейтроны являются электро-нейтральными частицами, что способствует их беспрепятственному проникновению в ядра вещества. Масса нейтрона примерно равна массе протона. В свободном состоянии нейтрон сам по себе с периодом полураспада равным 12 минут распадается на протон, электрон и антинейтрино.

При взаимодействии с ядрами вещества нейтрон может испытывать упругие и неупругие соударения и захват. Захват нейтронов ядром приводит к различным ядерным реакциям. Все эти процессы могут протекать по-разному в зависимости от энергии нейтрона. По энергетическому принципу нейтроны подразделяют на ряд групп: быструю, промежуточную и медленную. В группе медленных нейтронов в свою очередь выделяют «резонансные, надтепловые и тепловые и холодные нейтроны» [14].

Нейтроны являются элементарными частицами и характеризуются энергией  $E$ , измеряемой в мегаэлектронвольтах (МэВ) или в электронвольтах (эВ). Энергия пропорциональна скорости нейтрона  $v$ . «Различают быстрые нейтроны с энергией 1–15 МэВ, промежуточные – от 1 до 10 эВ, надтепловые – от 10 до 0,1 эВ и тепловые нейтроны – 0,025 эВ» [14].

Взаимодействия нейтронов делятся на такие виды: неупругое рассеивание, упругое рассеивание, диффузия нейтронов, поглощение, эффективные сечения рассеивания и захвата.

1. Неупругое рассеивание происходит, если «быстрый» нейтрон обладает энергией от 1 до 20 МэВ, достаточной для отрыва нуклонов от ядер. При этом нейтрон кратковременно объединяется с ядром, а затем покидает его, оставляя ядро возбужденным. Переход ядра в стабильное состояние сопровождается испусканием гамма-квантов. Энергия гамма-квантов определяется химическим составом вещества. По этому «спектру длины волны гамма-излучения неупругого рассеяния можно судить о концентрации в горных породах различных элементов» [15]. Среди наиболее распространенных в стволе скважины и горных породах элементов аномальным спектром характеризуются углерод (С), кислород (О), кальций (Са), кремний (Si) и др. (рис. 6.1).

2. Упругое рассеивание является основным типом взаимодействия нейтронов с веществом и происходит во всем диапазоне энергий. При этом нейтрон взаимодействует с ядром, не возбуждая его и теряя энергию. Потеря энергии наиболее ощутима, если масса ядра и нейтрона сравнима. Поэтому «аномальным замедлителем в скважине является водород (Н), масса ядра которого равна массе нейтрона» [15].

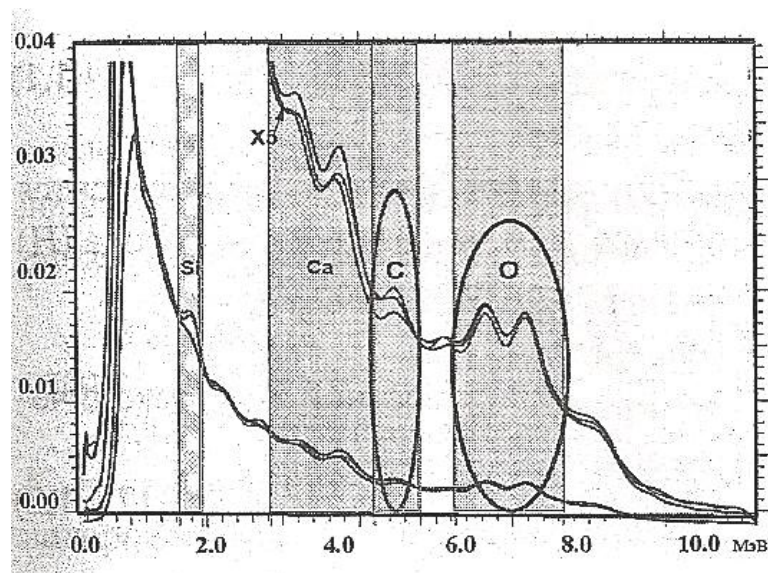


Рисунок 6.1 – Пример энергетического спектра при неупругом рассеивании быстрых нейтронов (по оси X – энергия вторичного гамма-излучения, выделены области поглощения на Si, Ca, C, O)

3. С момента падения замедления начальной энергии быстрых нейтронов ( $E_n = 1\text{--}14$  МэВ) до энергии около 0.025 эВ, сравнимой с тепловой, наблюдается диффузия нейтронов. При этом нейтроны не только отдают, но и получают энергию. В процессе диффузии нейтроны и среда находятся в тепловом равновесии, и средняя энергия нейтронов остается стабильной. Средняя продолжительность диффузии определяет время жизни тепловых нейтронов. «Оно составляет порядка 5 мс, после чего практически все нейтроны поглощаются» [15].

4. Поглощение (радиационный захват) вероятен после замедления нейтронов до уровня тепловой энергии среды (0.025 эВ). При захвате нейтрона ядро возбуждается, испуская гамма-кванты. По энергии гамма-излучения радиационного захвата судят о содержании элементов с большим сечением захвата: хлора, бора, кремния и др. «Среднее число квантов, испускаемых при захвате одного нейтрона, называется излучающей способностью» [15].

5. После облучения нейтронами ядро не всегда остается в стабильном состоянии. Возможна искусственная активация элемента. В частности, при облучении кислорода нейтронами с энергией не ниже 10.2 МэВ образуется изотоп азота  $N^{16}$  с периодом полураспада 7.3 с.

Количественными характеристиками взаимодействия нейтронов с веществом являются эффективные сечения рассеивания и захвата, определяемые вероятностью конкретного взаимодействия (упругого и неупругого рассеивания, поглощения, активации). «Полное сечение определяет вероятность того, что происходит любое из названных взаимодействий» [15].

Различают микроскопические и макроскопические сечения. *Микроскопическое сечение*  $\sigma_n$  характеризуется вероятностью взаимодействия нейтрона с ядром при условии, что ядро расположено на плоской поверхности с площадью, равной единице (попадание нейтрона в любую точку этой поверхности равновероятно). Единицей измерения сечения является  $1 \text{ м}^2$  или барн ( $1\text{б}=10^{-28} \text{ м}^2$ ). Макроскопическое сечение  $\Sigma_n [\text{м}^{-1}]$  представляет собой произведение параметра  $\sigma_n$  на количество ядер в единице объема:

$$\Sigma_n = \sigma_n \times N, \quad (6.1)$$

где  $N$  плотность ядер (количество ядер в единице объема).

К числу элементов с аномальным макроскопическим сечением захвата относится хлор (Cl), у которого величина  $\Sigma_n$  в 70–100 раз больше, чем, например у водорода (H) или (Na). Еще большим сечением захвата характеризуется бор (B).

Различают сечения рассеивания  $\sigma_{n,\text{рас}}$ ,  $\Sigma_{n,\text{рас}}$  и захвата  $\sigma_{n,\text{зах}}$ ,  $\Sigma_{n,\text{зах}}$ .

Средняя длина пробега нейтрона является величиной, обратной макроскопическому сечению:

$$L_n = \Sigma_n^{-1} \quad (6.2)$$

Различают длину замедления ( $L_{n,z}$ ) и диффузии ( $L_{n,d}$ ) нейтронов.

Длина замедления характеризуется средним удалением нейтрона от источника  $r_{n.з.з}$  в процессе замедления от начальной энергии (1–14 МэВ) до тепловой (0.025 эВ)

$$L_{n.з.з} = \sqrt{\frac{r_{n.з.з}^2}{6}} \quad (6.3)$$

Длина диффузии характеризуется средним удалением нейтрона от источника  $r_{n.д.дф}$  с момента возникновения до поглощения:

$$L_{n.д.} = \sqrt{\frac{r_{n.д.}^2}{6}} \quad (6.4)$$

Общая длина миграции нейтронов при замедлении и диффузии определяется как:

$$L_{n.\Sigma} = \sqrt{L_{n.з}^2 + L_{n.д}^2} \quad (6.5)$$

Общая длина миграции нейтронов и образующихся при их поглощении вторичных гамма-квантов определяется как:

$$L_{n\gamma\Sigma} = \sqrt{L_{n.з}^2 + L_{n.д}^2 + L_{n.\gamma}^2}, \quad (6.6)$$

где  $L_{n\gamma}$  – средняя длина миграции гамма-квантов.

К числу важнейших нейтронных характеристик относят также коэффициент диффузии ( $D_n$ ), время жизни ( $\tau_n$ ) и нейтронпоглощающую активность ( $A_n$ ), определяемые следующим образом:

$$D_n = \frac{u_n}{3 \times \Sigma_{n.p}}, \quad (6.7)$$

$$A_n = u_n \times \Sigma_{n.з}, \quad (6.8)$$

$$\tau_n = \frac{1}{A_n}, \quad (6.9)$$

где  $u_n$  – скорость тепловых нейтронов (для стандартных условий – 2200 м/с).

Нейтронные параметры горных пород и пластовых флюидов существенно зависят от концентрации ядер водорода, характеризуемой водородным индексом или водородосодержанием (W). Водородосодержание определяется как отношение концентрации атомов водорода в исследуемой среде к их концентрации в пресной воде.

«Учитывая, что значения водородосодержания углеводородов (нефти, газа, конденсата) очень близки, взаимосвязь суммарного водородосодержания коллектора  $W_{\Sigma}$  и его компонент определяется формулой» [15]:

$$W_{\Sigma} = 1 - K_{\Pi} \times 1 - C_{\text{гл}} \times W_{\text{ск}} + 1 - K_{\Pi} \times C_{\text{гл}} \times W_{\text{гл}} + K_{\Pi} \times W_{\text{в}} \times 1 - K_{\text{н.г}} + K_{\Pi} \times K_{\text{н.г}} \times W_{\text{н.г}} \times \Delta W, \quad (6.10)$$

где  $W_{\text{ск}}$ ,  $W_{\text{гл}}$ ,  $W_{\text{в}}$ ,  $W_{\text{н.г}}$  – водородосодержание скелета коллектора, глины, воды, углеводородов;  $K_{\Pi}$ ,  $K_{\text{н.г}}$  – коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности;  $C_{\text{гл}}$  – объемная глинистость.

Поправка  $\Delta W = \Delta W_{\text{пл}} + \Delta W_{\text{лит}} + \Delta W_{\text{Cl}}$  учитывает влияние плотности  $\Delta W_{\text{пл}}$ , литологии пласта  $\Delta W_{\text{лит}}$  и хлорсодержания  $\Delta W_{\text{Cl}}$ .

«При отсутствии водорода в скелете горной породы  $W_{\text{ск}} = 0$ , малой глинистости  $K_{\text{гл}}=0$ , насыщении пор либо углеводородами  $W_{\text{н.г}} = W$ ,  $W_{\text{в}} = 0$ , либо водой  $W_{\text{в}} = W$ ,  $W_{\text{н.г}} = 0$  водородосодержание пропорционально коэффициенту пористости» [16].

## **6.2. Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (С/О каротаж)**

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) основан «на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ГИНР) и радиационного захвата медленных нейтронов (ГИРЗ), генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов (облучении породы импульсами нейтронов высокой энергии (~14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц)) и регистрации энергетического спектра вторичного гамма-излучения неупругого рассеивания)» [17].

Первые соударения нейтронов с энергией 14 МэВ с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая ее рассеивающему ядру.

Возврат ядра из возбужденного состояния (снятие возбуждения) сопровождается ГИНР, имеющим характерный для каждого элемента энергетический спектр. После потери энергии на неупругих соударениях примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом возникает мгновенное ГИРЗ, характерное для каждого элемента.

Для относительно лёгких породообразующих элементов (от углерода до железа) число возбужденных уровней оказывается небольшим, в силу чего они испускают ограниченное количество гамма-линий. По энергии и интенсивности потока последних представляется возможным идентифицировать и количественно оценивать содержание в среде  $i$ -го элемента.

Процесс неупругого рассеяния достаточно высокую вероятность имеет при энергии нейтронов, превышающей наиболее низкие энергетические уровни ядер, т. е. практически при  $E_n > 1 \div 2.0 \text{ МэВ}$ . Далее «замедление нейтронов осуществляется за счёт упругих соударений с ядрами, переходящее затем в термализацию и диффузию, соответственно надтепловых и тепловых нейтронов» [18]. Таким образом, все перечисленные физические процессы, непрерывно сменяя друг друга, разделены во времени. Из теоретических оценок [16] в горных породах длительность процесса неупругого рассеяния составляет порядка  $1.0 \div 4.0 \text{ мкс}$ , упругого рассеяния и термализации до  $50 \div 100 \text{ мкс}$  и диффузии до  $1000 \div 2000 \text{ мкс}$ .

В таблице 6.1 приведены ядерно-физические характеристики ядер элементов и данные о спектральном составе и выходе гамма-квантов, образующихся в процессе неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) [19] быстрых и медленных нейтронов в горных породах.

Таблица 6.1 – Ядерно-физические характеристики ядер породобразующих элементов для процессов неупругого рассеяния быстрых и радиационного захвата медленных нейтронов

Элемент		Энергии (в МэВ)/выходы (в мб·МэВ) линий ГИНР элементов	
		Дискретные линии	Континуум
C		4.43/2531	8.4/221
O		0.511, 1.8, 2.74, 3.09,3.73/524, 4.44/9.5,	10.2/289
Si		6.13/916, 6.92/189, 7.12/214, 8.87/11 1.273, 1.78, 2.83, 3.19, 4.49/329,	4.0/2788
Ca		5.1/203, 6.88/108	1.458/11913
Fe		0.51, 0.77, 1.158, 3.734/358, 3.903/308 0.847, 0.93, 1.038, 1.238, 1.305, 1.322,	1.0/11454
Al		1.415, 1.811, 2.113, 2.523, 2.599 0.84, 1.013, 1.72, 2.21, 3.0	3.06/9610
Реакции радиационного захвата (п,γ)			
Элемент	Энергия нейтронов	Макросечение поглощения, см <sup>2</sup> /г	Энергия (МэВ) и выход гамма-квантов
C	Медленные	0.00018	-
O	Тепловые	0.0000075	-
Na	-	0.013	6,39; (27.4%)
Mg	-	0.0017	3.9 (3.5%); 0.585
Al	-	0.0053	7.72 (20%)
Si	-	0.0034	4.93 (73%)
S	-	0.0097	5.20 (42.1%)
Cl	-	0.574	7.79 (6.5%); 7.4(8.4%); 6.1(15.5%); 0.518(10.86%)
K	-	0.031	7.77 (4.8%)
Ca	-	0.0066	6.43 (27.5%)
Fe	-	0.028	7.62 (22.4%); 7.63 (27.3%) 6.02 (8.15%); 5.92 (.4%)

В соответствии с приведенными в таблице 6.1 данными основные породобразующие элементы могут быть идентифицированы по спектрам ГИНР и ГИРЗ на основе оптимальной временной и энергетической селекции гамма-излучения. Наиболее эффективным параметром для оценки



нефтенасыщенности пластов «может являться величина отношения потоков гамма-излучения от ядер углерода и кислорода в спектрах ГИНР, закономерно изменяющаяся как в терригенных, так и карбонатных коллекторах в зависимости от их пористости и элементного состава» [18].

При активации углерода образуются гамма-кванты с энергией около 4.4 МэВ, на ядре кислорода – с энергией около 6 МэВ. Импульсы испускания быстрых нейтронов при исследованиях создают с помощью скважинного генератора нейтронов путем ускорения ионов дейтерия, бомбардирующих мишень из трития. Использование разных временных окон при регистрации позволяет различать гамма-излучение от разных типов взаимодействия, т. к. «неупругое гамма-излучение возникает и может быть зафиксировано фактически только в процессе нейтронной посылки» [17].

Параллельно регистрируется гамма-излучение радиационного захвата быстрых нейтронов (ГИРЗ), для которого неупругое гамма-излучение является помехой (фоном) поэтому его наряду с естественным гамма-излучением, вычитают из общего спектра. По полученному таким образом чистому спектру неупругого рассеяния определяют относительное содержание углерода и кислорода в породе или их отношение С/О. Содержание углерода связано с наличием в среде углеводородов (нефти, газа, конденсата) [17]. Содержание кислорода обусловлено присутствием воды и окислов в минеральном скелете.

Таким образом, соотношение этих параметров является функцией соотношения их концентраций. Оно зависит от пористости, литологии и нефтенасыщенности пород. Эффективность изучения этих параметров не зависит от минерализации пластовых вод.

Технология подобных измерений является достаточно сложной. Излучатель нейтронов работает в импульсном режиме. «Длительность импульса около 10–20 мс, период излучения импульсов – 50–100 мс» [17] (рис. 6.2). Поскольку длительность процесса замедления нейтронов не

превышает первых микросекунд, спектры гамма-излучения регистрируются в процессе излучения импульса. В процессе измерения наряду с информативным спектром неупругого рассеивания нейтронов регистрируется фоновый спектр гамма-излучения захвата и наведенной активности. «Фоновый спектр связан с нейтронами, образовавшимися в процессе текущего и предшествующих импульсов» [17]. Спектры гамма-излучения единичного цикла измерений (на квант глубины) формируются из спектров единичного цикла излучения генератора нейтронов путем их суммирования в пределах кванта глубины.

Для регистрации фонового спектра производят периодические (раз в несколько секунд) измерения гамма-излучения при выключенном генераторе. Чтобы обеспечить достаточную достоверность измерения спектра, скорость записи должна быть не более 100 м/час.

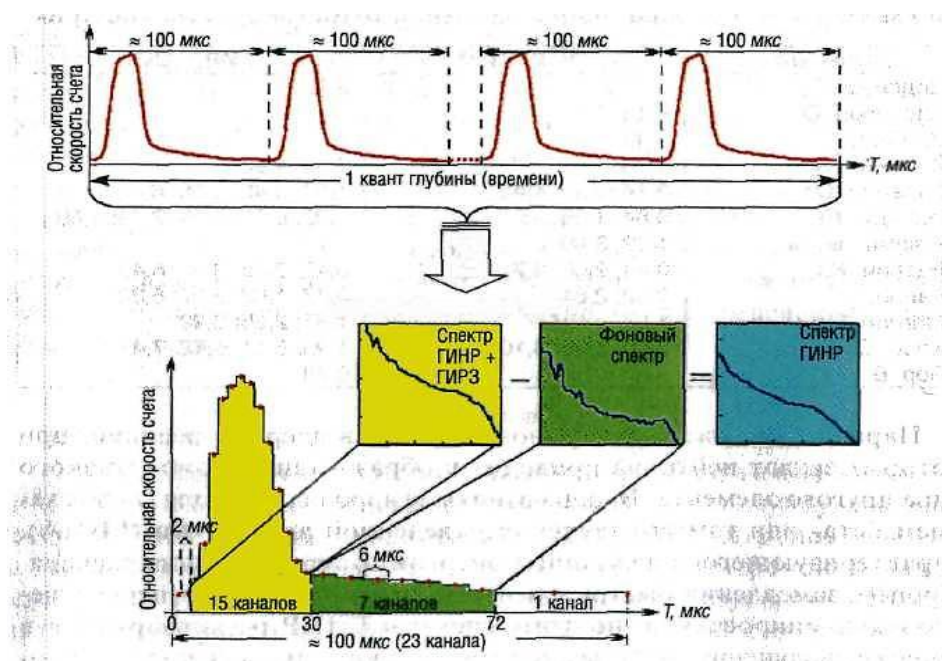


Рисунок 6.2 – Схема формирования временного спектра ГИНР

Временной спектр аппаратуры АИМС состоит из 23 каналов. «Первые 15 каналов имеют длительность 2 мкс, следующие 7 каналов – 6 мкс и последний 23 канал имеет длительность, соответствующую длительности единичного цикла излучения генератора нейтронов минус 72 мкс» [19].

Проходя через породу, скважину і охранный кожух прибора, часть гамма-квантов радиационного захвата і неупругого рассеяния нейтронов поглинаються, а друга часть рассеивается с потерей энергии. В результате на детектор поступає спектр гамма-излучения, отличающийся от первичного спектра. Поглощенная сцинтилляционным детектором энергия гамма-кванта преобразується в сцинтилляції – световые вспышки.

Суммарная энергия образовавшихся фотонов при этом пропорциональна энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Далее фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), оптически сочлененный с детектором, конвертирует световой импульс в электрический. Заряд, собираемый с выхода ФЭУ, при прочих равных условиях пропорционален суммарной энергии сцинтилляций люминофора детектора и, следовательно, энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. «Распределение по амплитуде (спектр) электрических импульсов, регистрируемых прибором, называется аппаратным спектром» [19]. На рис. 6.3. приведен пример таких спектров.

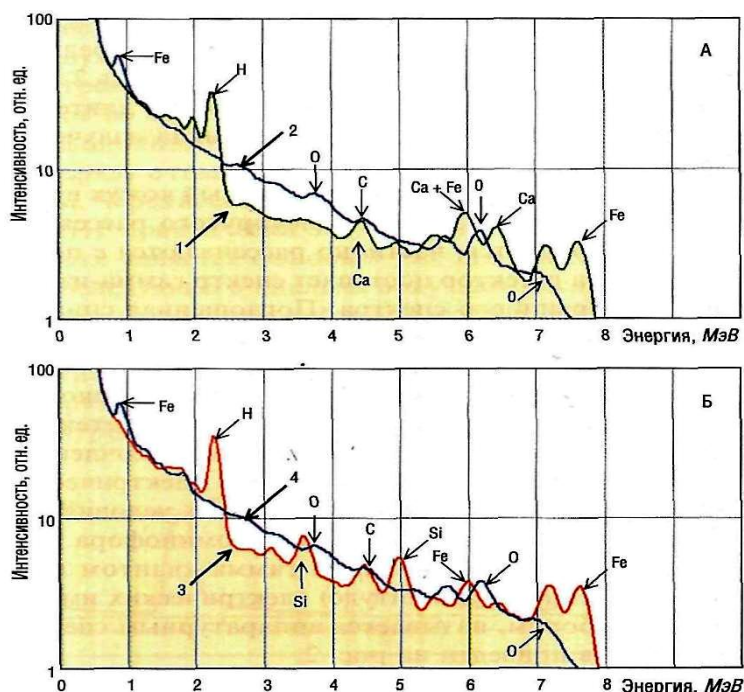


Рисунок 6.3 – Аппаратурные спектры, зареєстрованні скважинним прибором АИМС: А – водонасичченний известняк; Б – нафтенасичченний пісчаник; 1, 3 – спектри ГИРЗ, 2,4 – спектри ГИНР

Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных особенностей элементов, составляющих породу, позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и некоторых других элементов в породе, тем самым обеспечивая решение задач оценки пористости, нефтенасыщенности, литологического состава и др.

Недостатком метода является присутствие в породах элементов с близким к изучаемому энергетическим спектром вторичного гамма-излучения. Так, полоса спектра углерода достаточно узкая. Энергия гамма-кванта неупругого рассеяния составляет  $E_\gamma = 4.43$  МэВ, микроскопические сечения взаимодействия  $\sigma_n = 164.5$  мб (миллибарн).

«При неупругом рассеянии на атомах кислорода наиболее вероятно образование гамма-квантов с энергией  $E_\gamma = 6.13$  МэВ ( $\sigma_n = 283.8$  мб)» [15]. Но одновременно вероятно возникновение гамма-квантов с энергией  $E_\gamma = 7.12, 6.92$  и  $3.68$  МэВ ( $\sigma_n = 62.8, 47.7$  и  $69.1$  мб соответственно). Близкими спектрами характеризуется кальций (Ca) ( $E_\gamma = 6.89$  и  $5.9$  МэВ,  $\sigma_n = 46.5$  и  $49$  мб). «Этот эффект является серьезной помехой, так как при интерпретации необходимо учитывать степень карбонатности цемента скелета пород. С другой стороны, аномалии спектра, обусловленные присутствием в породах элементов (Fe, Cl, S и др.) несут дополнительную информацию о литологии и коллекторских свойствах пород» [15]. Глубинность метода меньше, чем у ИННК (не более 10–12 см), что делает его использование для оценки текущей насыщенности в обсаженных скважинах весьма проблемным [15].

### **6.3 Импульсный нейтрон-нейтронный метод**

При ИННК горные породы облучаются прерывистым потоком быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ, а «в перерывах между циклами облучения изучают динамику изменения параметров поля нейтронов во времени» [15]. Пролетая вблизи ядер атомов, нейтроны взаимодействуют с

ними. Основными видами взаимодействия являются, упругое рассеяние нейтронов на ядре с потерей части энергии (т. е. замедление нейтронов) и захват (поглощение) нейтронов ядром.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами атомов разных элементов горной породы неодинакова и зависит от эффективного сечения рассеяния или захвата [20].

При упругом столкновении двух тел передача энергии от одного тела к другому тем больше, чем они ближе по массе. К массе нейтрона наиболее близка масса ядра водорода, поэтому водород сильнее других элементов замедляет нейтроны.

При наличии в породах даже небольшого (5–7 %) количества нефти или воды, содержащих сравнительно много водорода (около 10 % по массе), замедление происходит преимущественно на ядрах водорода [20]. Поэтому по замедлению быстрых нейтронов можно выделять пласты, насыщенные нефтью или водой. Однако количество водорода в нефти лишь на 3 % больше, чем в воде, и этого недостаточно для разделения нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов. В газоносных породах проявление водорода аномально по-другому, пласты выделяются как несодержащие водород.

Атомы и молекулы, входящие в состав вещества, находятся в тепловом движении с энергией около 0,1 эВ. Поэтому нейтроны, замедлившись в водородсодержащей среде (нефтяном, водонасыщенном пласте) до таких энергий, участвуют в тепловом движении ядер, т. е. по-прежнему сталкиваются с ними, не теряя и не приобретая энергии. Этот процесс называют диффузией, а нейтроны с такой энергией – тепловыми нейтронами.

В области тепловых энергий становится большой вероятностью захвата нейтронов ядрами элементов. В результате захвата теплового нейтрона ядром образуется изотоп исходного элемента с массой атома, увеличенной на единицу.

При захвате нейтрона ядром всегда выделяется энергия (энергия связи нуклона в ядре) обычно в виде одного или нескольких гамма-квантов. Излучающая способность ядер неодинакова. Например, водород (H), захватив нейтрон, превращается в изотоп водорода – дейтерий ( $^2\text{H}$ ) с излучением одного гамма-кванта энергии 2,2 МэВ; хлор, содержащийся в солях пластовой воды,  $^{35}\text{Cl}$  образует изотоп  $^{36}\text{Cl}$  с излучением трех гамма-квантов, имеющих суммарную энергию около 8 МэВ.

Среди элементов горной породы наибольшим сечением захвата тепловых нейтронов обладают водород, натрий, сера и аномально высоким, превосходящим сечение захвата нейтронов в этих элементах в 70–100 раз, хлор.

В импульсном нейтронном методе для разделения пород по характеру насыщения используется взаимодействие быстрых нейтронов с ядрами водорода и хлора.

Становление нейтронного поля при непрерывном облучения породы быстрыми нейтронами происходит за время, близкое к необходимому для замедления, диффузии и захвата нейтронов. Длительность этих процессов определяется в основном диффузией тепловых нейтронов, обладающих относительно малой скоростью  $v = \bar{v}$ .

Среднее время жизни тепловых нейтронов в породах 0,2–1 мс. Максимальная продолжительность становления нейтронного поля в несколько раз больше этой величины приблизительно 5 мс. Эта особенность использована в импульсном нейтронном методе: «порода облучается быстрыми нейтронами не непрерывно, а в короткие промежутки времени, в интервалах между которыми изучается скорость становления поля тепловых нейтронов» [16]. Это позволяет определять такие диффузионные нейтронные параметры пород как коэффициент диффузии, зависящий главным образом от содержания в породе водорода, и среднее время жизни нейтронов, зависящее от содержания в породе хлора [16].

При проведении импульсного нейтронного каротажа используется «зонд, состоящий из источника быстрых нейтронов и расположенных на некотором расстоянии от мишени трубки одной или двух групп индикаторов тепловых нейтронов или гамма-квантов» [21]. Обычно расстояние между мишенью нейтронной трубки и ближним индикатором излучения 0,3 м, между трубкой и дальним индикатором – 0,7 м.

В каждой короткой (около 0,2 мс) посылке быстрых нейтронов содержится от  $10^5$  до  $10^6$  (в последних конструкциях нейтронных трубок еще больше); частота следования таких посылок от 20 до 200 в 1 с. Таким образом, интервал между посылками быстрых нейтронов соизмерим с продолжительностью становления нейтронного поля или больше него.

Импульсный нейтронный метод основан на регистрации интенсивности тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата через один или несколько промежутков времени  $t$ , прошедших после облучения породы коротким импульсным потоком быстрых нейтронов (время задержки).

При достаточно большом времени задержки (более 0,7–1,2 мс) интенсивность регистрируемого излучения ближним и удаленным от детектора индикаторами

$$N = N_0 \exp^{-t/\tau_k}, \quad (6.11)$$

где  $N$  и  $N_0$  – регистрируемая интенсивность излучения соответственно на времени  $t$  и в момент испускания источником соответственно;  $\tau_k$  – кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при  $t \rightarrow \infty$  к истинному значению этого параметра,  $t$  – время задержки.

Распределение плотности тепловых нейтронов на базе зонда при этом может быть описано приближенным эмпирическим уравнением

$$\eta(t) = \frac{z_2^2 - z_1^2}{4 \ln(N_{t; z_1}/N_{t; z_2})}, \quad (6.12)$$

где  $\eta(t)$  – параметр, отражающий плотность нейтронов на базе зонда во время  $t$  и зависящий преимущественно от коэффициента диффузии  $D$ ;  $z_1$  и  $z_2$  – расстояние между источником и детектором, соответственно ближним и удаленным;  $N_{t_1}$  и  $N_{t_2}$  – регистрируемая интенсивность излучения при времени на зонде  $z_1$  и  $z_2$  соответственно.

В аппаратуре импульсного нейтронного метода информация от детектора поступает на наземный анализатор через кабель. Анализатор регистрирует число импульсов от детектора каждого зонда, разделяя их на группы. «Каждая группа импульсов, зарегистрированная в определенный отрезок времени (называемый окном), отличается от остальных промежутком времени между началом посылки нейтронов и началом регистрации нейтрона или гамма-кванта в окне» [21].

Анализируя зависимость числа регистрируемых нейтронов или гамма-квантов от времени задержки на любом из зондов, можно определить время жизни тепловых нейтронов  $\tau$ . При этом, если на графике по одной оси откладывать  $N$  в логарифмическом масштабе, а по другой –  $t$  в линейном масштабе, по углу наклона прямой, проходящей через точки, соответствующие разным  $N$  и  $t$ , можно определить  $\tau$ :

$$\tau = (t_{\min} - t_{\max}) / (\ln N_{\min} - \ln N_{\max}). \quad (6.13)$$

Аналогично, анализируя зависимость рассчитанного параметра  $\eta(t)$  при разном времени задержки, можно вычислить параметр  $D$ :

$$D = [\eta(t)_{\max} - \eta(t)_{\min}] / (t_{\max} - t_{\min}). \quad (6.14)$$

Насыщенные нефтью или пресной водой породы характеризуются временем жизни нейтронов  $\tau = 0,3 \div 0,6$  мс; насыщенные минерализованной водой –  $\tau = 0,11 \div 0,33$  мс; насыщенные газом –  $\tau = 0,6 \div 0,8$  мс.

Коэффициент диффузии тепловых нейтронов в нефти и воде приблизительно одинаков и практически не зависит от содержания солей.



Величина этого параметра в пласте, насыщенном жидкостью, составляет  $(6 \div 12) \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{с}$ ; насыщенном газом –  $(20 \div 40) \cdot 10^4 \text{ см}^2/\text{с}$ .

Вид кривых диффузионных нейтронных параметров  $\tau$  и  $D$  в продуктивном разрезе скважины показан на рис. 6.4. По параметру  $\tau$ , измеренному в начальный период разработки продуктивного разреза и в более позднее время, отмечается подъем водонефтяного контакта в нижнем пласте и опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. По параметру  $D$  отмечается только опускание газонефтяного контакта в верхнем пласте. Этот параметр показывает, что изменение конфигурации кривой  $\tau$  в нижнем пласте обусловлено изменением характера насыщения, а не связано с вариациями водородосодержания, обусловленными неоднородностью емкостных свойств и литологического состава.

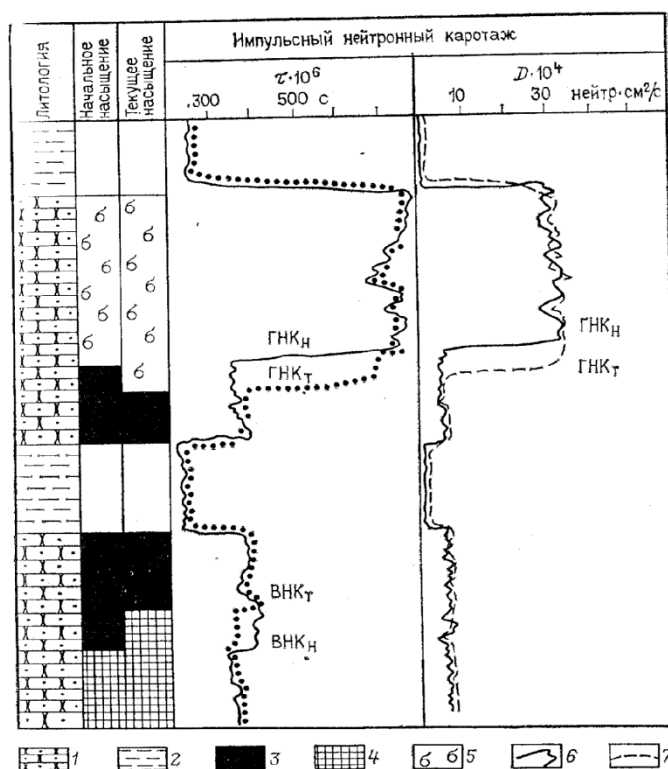


Рисунок 6.4 – Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров  $\tau$  и  $D$  против пластов разного насыщения: 1 – коллектор; 2 – неколлектор; 3 – нефть; 4 – вода; 5 – газ; 6 – замер при начальном насыщении; 7 – замер после заводнения пласта

Расчеты коэффициентов нефте- и газонасыщенности по нейтронным параметрам  $\tau$  и  $D$  производятся по уравнению

$$\tau^{-1} = P_i \times \tau_j^{-1}, \quad (6.15)$$

где  $\tau_j$  – среднее время жизни  $j$ -составляющей среды;  $P_i$  – доля отдельной составляющей среды (например, кварца, воды, нефти, газа и т. д.).

Если порода с коэффициентом пористости  $k_{\text{п}}$  полностью насыщена водой, это уравнение может быть преобразовано:

$$\tau_{\text{вп}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} \times (1 - k_{\text{п}}) + \tau_{\text{в}}^{-1} \times k_{\text{п}}, \quad (3.16)$$

где  $\tau_{\text{ск}}$  и  $\tau_{\text{в}}$  – среднее время жизни нейтронов соответственно в скелете породы и воде. Если помимо воды в порах породы содержится нефть с коэффициентом нефтенасыщения  $k_{\text{н}}$  и с коэффициентом газонасыщения  $k_{\text{г}}$  по аналогии можно записать

$$\tau_{\text{нп}}^{-1} = \tau_{\text{ск}}^{-1} \times (1 - k_{\text{п}}) + \tau_{\text{з}}^{-1} \times k_{\text{п}}, \quad (6.17)$$

где  $\tau_{\text{з}}$  среднее время в заполнителе пор:

$$\tau_{\text{з}}^{-1} = \tau_{\text{в}}^{-1} \times k_{\text{в}} + \tau_{\text{н}}^{-1} \times k_{\text{н}} + \tau_{\text{г}}^{-1} \times k_{\text{г}}, \quad (6.18)$$

Если порода состоит не из одного минерала, а из нескольких составляющих, например из кварца и глины, то

$$\tau_{\text{ск}}^{-1} = \tau_{\text{кв}}^{-1} \times 1 - C_{\text{гл}} + \tau_{\text{гл}}^{-1} \times C_{\text{гл}}, \quad (6.19)$$

где  $\tau_{\text{кв}}$  и  $\tau_{\text{гл}}$  – среднее время жизни нейтронов для кварца и глины;  $C_{\text{гл}}$  – доля глины в скелете породы.

Как видно, для расчета коэффициента нефтенасыщения или газонасыщения необходимо иметь данные о большом числе параметров пластов и пластовых флюидов, а также об их нейтронных характеристиках. Поэтому на практике подобными расчетами пользуются в основном при исследовании однородных высокопористых пластов с мономинеральным составом скелета.

В настоящее время изучение процесса вытеснения нефти в пласте по данным импульсного нейтронного каротажа производят путем периодических исследований продуктивного разреза в неперфорированных

интервалах контрольных или контрольно-эксплуатационных скважин (скважина, эксплуатирующая другой горизонт).

По наблюдению за изменением среднего времени жизни нейтронов  $\tau$  пласта представляется возможным не только оценить характер изменения его нефтенасыщенности во времени, но и зафиксировать момент подхода к скважине фронта закачиваемой воды. По типичной кривой изменения показаний ИННК в процессе выработки пласта (рис. 6.5) видно, что этот процесс сопровождается определенными изменениями хлоросодержания пласта.

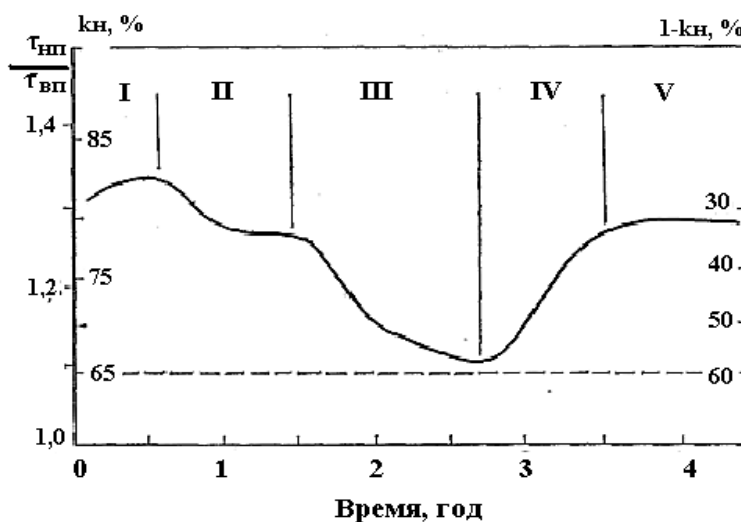


Рисунок 6.5 – Изменение показаний импульсного нейтронного каротажа в процессе выработки нефтяного пласта

В изменениях показаний ИННК (для удобства кривая на рисунке 6.5 выражена как отношение  $\tau_{нп}$  нефтяного пласта к  $\tau_{вп}$  водоносного пласта) в процессе выработки нефтяного пласта могут быть выделены отличающиеся друг от друга участки:

- участок I, соответствующий тому этапу, когда нефть в пласте еще неподвижна, а изменение хлоросодержания происходит за счет расформирования зоны проникновения фильтрата промывочной

жидкости (фильтрат оседает в подошве пласта, кажущаяся нефтенасыщенность прискважинной зоны возрастает);

- участок II, соответствующий периоду начала однофазного движения нефти в пласте, увеличение содержания хлора в прискважинной части происходит за счет солевого обмена между водой и водой цементного кольца (кажущаяся нефтенасыщенность снижается);
- участок III, соответствующий постепенному уменьшению нефтенасыщенности пласта (с 80 до 60 %) за счет опережающей капиллярной пропитки пласта при подходе к нему оторочки пластовой воды (хлоросодержание пласта возрастает до максимума);
- участок IV, соответствующий подходу фронта закачиваемой воды и дальнейшему вытеснению нефти (уменьшение нефтенасыщенности с 60 до 30 %). Хлоросодержание пласта постепенно уменьшается, но поскольку среднее время жизни нейтронов в пресной воде близко к времени жизни нейтронов в нефти, снижение хлоросодержания пропорционально снижению нефтенасыщенности пласта;
- участок V, соответствующий движению в пласте преимущественно одной фазы – закачиваемой воды и постепенной стабилизации хлоросодержания в пласте при  $\tau_{\text{нп}}$ , равном величине остаточного нефтенасыщения [16].

Знание изложенных выше теоретических основ нейтронных методов позволит избежать крупных ошибок интерпретации геофизических данных при оценке текущей нефтенасыщенности коллекторов.

## **7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Подсчёт средств для разработки и эксплуатации объекта является одним из важнейших условий при поиске финансовой помощи для проведения исследования и лицензирование результатов. Этот жизненный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем должны представить в итоговой форме востребованность на рынке, реализуемый бюджет, состояние и перспективы проводимых исследований.

Целью данного раздела является расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Задачами расчета финансовой стоимости с целью выполнения геологических исследований является:

1. Определить виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту.
2. Спланировать временные затраты.
3. Выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельное или последовательное).

### **7.1. Технический план (объём проектируемых работ)**

Так как проведение работ будет осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами: «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98), «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром»), Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49).

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения (ПО) (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:		Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал –4320		1
Каротажная станция семейства КЕДР-02		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (КС, ПС, БКЗ, БК, Резистивимитрия)	К1А-723М	1
ВИКИЗ	ВИКИЗ	1
Инклинометрия	ИОН-1	1
Радиоактивный каротаж ГГК, НКТ	РК5–76	1
Радиоактивный каротаж ГГКП	СГП–76	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2900 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 7.2 – Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
1	Резистивимитрия, ПС, КС, ГК, НКТ, Инклинометрия	1:500	10	690
2	Резистивимитрия, БК, БКЗ, ПС, КС, ВИКИЗ, ГК, НКТ, ГГКП, Инклинометрия	1:200	690	2900
3	Контрольно-интерпретационные работы			2900

Проектируемые работы помимо комплекса ГИС определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым

автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с произведением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере 100 % от стоимости полевых работ. Получаем, что расстояние от базы до места проведения работ составит 50 км; средняя скорость автомобиля – 40 км/ч; СПО – 2900 м.

## 7.2. Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл. 7.3–7.5) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине. Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, в состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом, представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуживанию бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (30 сут)
Номера времени	мин.	480	14 400 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	1728 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	1152 чел-час

Затраты времени на геофизические работы на скважине занимают

4613,66 минут или 76,89 часа (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Расчёт затрат времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Резистивиметрия	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при резистивиметрии	Опер	1	39	мин/опер	39
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	1,4	мин/100м	1,46
Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	17	мин/опер	17
Каротаж сопротивления (КС)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при КС	Опер	1	39	мин/опер	39
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж и НКТ,	м	5780	30	мин/100м	1734
Вспомогательные работы при РК	Опер	2	39	мин/опер	78
Радиоактивный каротаж ГГКП	м	2200	50	мин/100м	1100
Вспом. работы при ГГКП	Опер	1	57,5	мин/опер	57,5
Боковой каротаж (БК)	м	2200	3,3	мин/100м	72,6
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2200	3	мин/100м	66
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
ВИКИЗ	м	2200	3	мин/100м	66
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
ПЗР	Опер	1	112	мин/опер	112
Тех дежурство	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	50	1,9	чел. час/ км	95
Сумма на запись диаграмм, мин:					3798,66
Всего, мин:					4613,66

Расчёт затрат труда проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 7.5).



Таблица 7.5 – Расчёт затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочие			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Резистивиметрия	м	2790	0,18	чел-час/100м	5,022	0,12	чел-час/100м	3,348
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел-час/100м	0,015
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	0,084	чел-час/100м	0,08	0,056	чел-час/100м	0,058
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел/час	0,01	0,68	чел-час/100м	0,006
Каротаж сопротивления (КС)	м	2790	0,18	чел-час/100м	5,022	0,12	чел-час/100м	3,348
Вспомогательные работы при КС	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел-час/100м	0,015
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2790	0,18	чел-час/100м	5,022	0,12	чел-час/100м	3,348
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Радиоактивный каротаж и НКТ	м	5780	1,8	чел-час/100м	104,04	1,2	чел-час/100м	69,36
Вспомогательные работы при РК	Опер	2	5,25	чел/час	0,10	3,5	чел/час	0,07
Радиоактивный каротаж ГТКП	м	2100	3	чел-час/100м	63	2	чел-час/100м	42
Вспомогательные работы при ГТКП	Опер	1	3,45	чел/час	0,03	2,30	чел/час	0,023
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,2	чел-час/100м	4,2	0,13	чел-час/100м	2,73
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,18	чел-час/100м	3,78	0,12	чел-час/100м	2,52
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
ВИКИЗ	м	2100	0,18	чел-час/100м	3,78	0,12	чел-час/100м	2,52
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
ПЗР	Опер	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Тех дежурство	Парт/ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
Проезд	км	50	0,114	чел/час на км	5,7	0,076	чел/час на км	3,8
Запись диаграмм, чел/час:					194,206			129,421
Всего, чел/час:					249,826			166,501

Таким образом, общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 416,327 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют

323,627 чел./час. Общие затраты времени 4613,66 минут или 76,89 часа.

### 7.3. Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ будем производить базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ ГИС–98 (таблица 7.6). Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 7.6 – Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС–98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Резистивиметрия	м	2790	66,73	1861,767
Вспомогательные работы при резистивиметрии	Операция	1	421,13	421,13 □
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	20,46	21,278
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00 □
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2790	65,55	1828,845
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51 □
Радиоактивный каротаж (ГК+НКТ)	м	5780	1199,77	6922,706
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	3454,42	6908,84 □
Радиоактивный каротаж (ГТКП)	м	2100	1797,06	37738,26
Вспомогательные работы при ГТКП	Операция	1	1562,45	1562,45 □
Каротаж сопротивления (КС)	м	2790	65,55	1 828,845
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	806,51	806,51 □
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	65,55	1376,55
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51 □
Боковой каротаж (БК)	м	2100	71,88	1376,55
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51 □
ВИКИЗ	м	2100	65,55	1376,55
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	Операция	1	806,51	806,51 □
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
			Всего, руб.	142044,496

Итого стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией - 284088,99 руб.

ГСМ при переезде и работе. Согласно МУ ГИС–98 норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$H_{\text{ГСМ, км}}(i, j) = \text{ПОСН}_{\text{км}}(i, j) \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100} \quad (7.1)$$

где  $i$  – автомобиль,  $j$  – группы дорог,  $C_{\text{ГСМ}}$  - стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 - коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 7.7 – Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел,  $K = 1,09$ )

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по Томской области) 49,70 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега  $H_{\text{ГСМ, км}} = 34,69$  руб. С учётом дороги длиной 50 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 1734,5 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 7.8).

Таблица 7.8 – Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно индексным методом согласно МУ ГИС–98

Вид работ	Объем работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Резистивимитрия	м	2790	1,655	46,1745	2294,873
Спуск или подъем без замера (Резистивимитрия)	м	2790	0,283	7,8957	392,4163
Инклинометрия тчк через 25 м	тчк	104	0,336	0,34944	17,36717
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	104	0,283	0,29432	14,6277
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2790	0,72	20,088	998,3736
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2790	0,283	7,8957	392,4163
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	5780	7,195	415,871	20668,79
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5780	0,312	18,0336	896,2699
Радиоактивный каротаж (ГГКП)	м	2100	11,992	251,832	12516,05
Спуск или подъем без замера (ГГКП)	м	2100	0,312	6,552	325,6344
Каротаж сопротивления (КС)	м	2790	0,72	20,088	998,3736
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2790	0,283	7,8957	392,41629
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,72	15,12	751,464
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2100	0,283	5,943	295,3671
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,791	16,611	825,5667
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2100	0,283	5,943	295,3671
ВИКИЗ	м	2100	0,72	15,12	751,464
Спуск или подъем без замера (ВИКИЗ)	м	2100	0,283	5,943	295,3671
Всего, руб:					43121,62

Таким образом, стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 44856,12 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией - 284088,99 руб.

#### 7.4. Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 7.9). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 7.9 – Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премияльные, %	Итого с учётом премии, руб.
Начальник партии	9000	1,2	0,8	18000	70	30600
Геофизик	8200	1,2	0,8	16400	70	27880
Техник геофизик	6300	1,2	0,8	12600	70	21420
Каротажник	6300	1,2	0,8	12600	70	21420
Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,2	0,8	11400	70	19380
Итого, руб.				71000		120700

В итоге получаем, расчет заработной платы работников партии с учетом коэффициентами 71000 рублей, с учетом премий 120700 рублей, эти расчеты произведены без коэффициента отчислений 30,2 %.

Таблица 7.10 – Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заработок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заработок с учётом премии, руб	Премимальный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9000	18000	12564	30600	21358,8
Геофизик	8200	16400	11447,2	27880	19460,24
Техник геофизик	6300	12600	8794,8	21420	14951,16
Каротажник	6300	12600	8794,8	21420	14951,16
Машинист подъемника каротажной станции	5700	11400	7957,2	19380	13527,24
Всего, руб.:			49558		84248,6

Таким образом, заработная плата партии с учётом коэффициентом премий и отчислений составляет 84248,6 руб.

### 7.5. Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 7.11).

Таблица 7.11 – Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф. премий и отчислений), руб	84248,6
Горюче-смазочные материалы	44856,12
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб.·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб:	169969,1

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 169969,1 руб. без НДС. Цена исследования – 284088,99 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле (11):

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T} \quad (7.2)$$

где  $P_{\Pi}$  – рентабельность продаж;  $C_T$  – цена исследования;  $C_C$  – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте  $K=1$  к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет  $0,40 = 40\%$ .

Из полученных данных делаем вывод что, 40% - положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов опуститься в цене, чтобы выполнить данный объем работ.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

В ходе проведенных расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент удорожания на исследования к справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49», «МУ ГИС-98. В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, внедрение нового масштабного программного обеспечения, который может выполнять комплексный анализ работ.

#### **Основные результаты исследования:**

1. Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту.
2. Общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 416,327 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 323,627 чел./час. Общие затраты времени 4613,66 минут или 76,89 часа;
3. Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 44856,12 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией – 284088,99 руб.;
4. Заработная плата партии с учётом коэффициента премий и отчислений

составляет 84248,6 руб.

5. Рентабельность продаж по данному виду исследований составляет 40%, положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.



## **8. Социальная ответственность**

Проектируемые геофизические работы для выделения и изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов методами ГИС будут проводиться на Шингинском нефтяном месторождении Каргасокского района Томской области.

Нефтегазопромыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главная цель которых – создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В компании ООО «Газпромнефть-Восток» предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Ст. 147 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдается специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Ст. 221 ТК РФ).

Для работников компании, работающих вахтовым методом, предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100 % объеме дорогу до места отпуска и обратно.

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя «Заказчика» под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика).

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию оборудования, согласно ГОСТ 12.2.034-78.

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны, очищены и готовы к работе согласно РД 153-39.0-072-01 [22].

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

Работники буровой бригады должны быть проинструктированы руководителем геофизических работ о размерах опасных зон (взрывных, радиационно-опасных работ, вблизи токонесущих коммуникаций и т. д.), нахождение в пределах которых не допускается. Ответственность за допуск людей в опасную зону несет руководитель геофизических работ.

Все работы по расположению рабочей зоны ведутся согласно НПА ОП 74.2-1.02-90 [23].

## **8.2. Производственная безопасность**

Выполнение запроектированных геофизических работ на Шингинском нефтяном месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 8.1 приведены основные опасные и вредные факторы, присутствующие при проведении геофизических работ методами ИННК и С/О-каротажа.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [24] ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация [25]
Превышение уровня шума	+	-	СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [26]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [27].
Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [28]
Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [29]
Повышенный уровень ионизирующего излучения	+	-	СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009 [30]

Продолжение таблицы 8.1

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [31]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности [32] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [33]
Пожароопасность	+	+	№123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [34]

### Отклонение показателей микроклимата

*Отклонение показателей климата на открытом воздухе (полевой этап)*

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток. Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса.

В Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, действующей на предприятии, сказано, что при работе на открытом воздухе при температуре  $-27^{\circ}\text{C}$ ,  $-29^{\circ}\text{C}$  с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре  $-30^{\circ}\text{C}$ ,  $-35^{\circ}\text{C}$  без ветра работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре  $-35^{\circ}\text{C}$ ,  $-39^{\circ}\text{C}$  с ветром силою не более 3 баллов или без ветра  $-40^{\circ}\text{C}$  работы на открытом воздухе прекращаются.

В теплое время года: регламентированные перерывы составляют 15–20 мин в охлажденном помещении либо в помещении с нормальной температурой на уровне 24–25 °С.

ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки (ГОСТ 12.4.125-83) [25]. В солнечные дни средства индивидуальной защиты от перегрева включают в себя светлые хлопчатобумажные одежды, шляпы. Партии должны быть снабжены минеральной питьевой водой, термосы с горячей водой.

*Отклонение показателей микроклимата в помещении (камеральный этап)*

С целью создания благоприятных условий для работы исполнителя установлены нормы производственного микроклимата в помещениях согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [24], указанные в табл. 8.2.

Таблица 8.2 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений, где установлены компьютеры

Период года	Относительная влажность, %	Температура воздуха в помещении, °С	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	40–60	22–24	до 0,1
Теплый	40–60	23–25	0,1–0,2

### **Превышение уровня шума**

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум

снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится в зависимости от характера работ.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий согласно СП 51.13330.2011 представлены в таблице 8.3 [26].

Таблица 8.3 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	1,5	3	25	50	100	200	400	800	1600	
										50
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	07	5	7	2	8	5	3	1	9	80

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

### **Тяжесть и напряженность физического труда**

К тяжелой относятся те работы, которые связаны с постоянным перемещением и перенесением значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующих больших физических нагрузок. Поднимать и перемещать грузы

вручную необходимо при соблюдении норм, установленных действующим законодательством.

Нормы поднятия тяжестей для мужчин (табл. 8.4) определены в документе Р.2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [28].

Таблица 8.4 – Нормы поднятия тяжестей для мужчин

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный <i>легкая физическая нагрузка</i>	Допустимый <i>средняя физическая нагрузка</i>	Вредный ( <i>тяжелый труд</i> )	
			1 степени	2 степени
			1	2
Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг)				
Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	до 15	до 30	до 35	более 35
Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение смены	до 5	до 15	до 20	более 20
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа, смены: - с рабочей поверхности  - с пола	до 250	до 870	до 1500	более 1500
	до 100	до 435	до 600	более 600

Перемещение груза на расстояние более 15 м массой более 50 кг, а также подъем его на высоту более 3 м должны быть механизировано согласно ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009. ССБТ. «Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования» [35].

#### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [27]. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей

поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Освещенность при производстве ГИС в темное время суток должна быть не менее:

- мерного (нижнего) ролика блок-баланса 50 лк;
- подвешенного ролика 20 лк;
- места выполнения работ со скважинными приборами 100 лк;
- пути прохождения геофизического кабеля и площадки для подключения каротажной станции и заземляющих проводников, рубильника 50 лк;
- мест переноски скважинных приборов и переходов персонала 20 лк;
- площадки для установки геофизического оборудования и трассы силовых и соединительных проводов 20 лк;
- мест установок розеток и т. д. 50 лк.

Приведены величины освещенности для ламп накаливания, при использовании люминесцентных ламп освещенность следует увеличить на 20 Лк.

### **Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми при проведении полевых работ**

Лесные клещи опасны тем, что могут являться переносчиками различных заболеваний, в частности энцефалита. Все работники должны иметь прививки от заражения энцефалитом и снабжены противэнцефалитными костюмами (открытых участков тела должно быть как можно меньше), накомарниками и инсектицидными препаратами.

Руководители предприятий и организаций для профилактики и борьбы с клещевым энцефалитом обязаны соблюдать ГОСТ 12.1.008-76 [29]:



1. Обеспечивать соблюдение действующего санитарного законодательства РФ и установленных правил профилактики клещевого энцефалита и осуществлять производственный контроль за их выполнением.

2. Обеспечивать контингенты, профессионально связанные с лесом, костюмами для защиты от гнуса и клещей.

3. Ежегодно составлять списки контингентов, подлежащих вакцинации и ревакцинации против клещевого энцефалита, и обеспечивать явку работающих для ее проведения в лечебно профилактическое учреждение.

4. В коллективах, профессионально связанных с лесом, организовать само- и взаимоосмотры с целью удаления присосавшихся и ползающих клещей.

5. Осуществлять обучение и просвещение своих работников.

### **Повышенный уровень ионизирующего излучения**

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения.

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение детальности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с источниками ионизирующих излучений (ИИ), подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При выполнении работ с источниками ИИ должен осуществляться постоянный радиационный контроль, контроль за соблюдением требований СанПиН 2.6.1.2523-09 [30] и других нормативных документов по радиационной безопасности.

Радиационный контроль должен включать в себя:

- контроль за уровнями ионизирующего излучения на рабочих местах, на поверхности защитных устройств и приспособлений, в смежных помещениях и на прилегающих участках территории объектов;
- постоянный дозиметрический контроль облучения персонала;
- контроль за уровнем радиоактивного загрязнения внутренних поверхностей переносных защитных контейнеров.

Индивидуальный дозиметрический контроль лицам группы А проводится с применением индивидуальных дозиметров (ТЛД) и расчетного метода. Вся работа по выдаче, сбору дозиметров, подсчета доз, разности доз в карточки и медкнижки ведется работниками службы РБидК.

Контроль с использованием индивидуальных дозиметров является обязательным для персонала группы А. Индивидуальный контроль за облучением персонала в зависимости от характера работ включает:

- радиометрический контроль за загрязненностью кожных покровов и средств индивидуальной защиты;

- контроль за характером, динамикой и уровнями поступления радиоактивных веществ в организм с использованием методов прямой и косвенной радиометрии;
- контроль с использованием внешнего бета-, гамма-, и рентгеновского излучений, а так же нейтронов с использованием индивидуальных дозиметров или расчетным путем.

По результатам радиационного контроля должны быть рассчитаны значения эквивалентных и эффективных доз у персонала, а при необходимости, определены значения и эквивалентных доз облучения отдельных органов. Результаты индивидуального контроля доз облучения персонала должны храниться в течение 50 лет. При проведении индивидуального контроля необходимо вести учет годовых эффективной и эквивалентных доз, эффективной дозы за 5 последовательных лет, а также суммарной накопленной дозы за весь период профессиональной работы.

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

#### *Полевой этап*

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов).

При работе с электрическим током нужно соблюдать требования нормативных документов по электробезопасности (ГОСТ 12.1.038-82 [31], ГОСТ 12.1.019-2017 [36], ГОСТ 12.1.030-81 [37]).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;

- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройств зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

#### *Камеральный этап*

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Инженер-интерпретатор, работая с персональной ЭВМ, может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, либо во время ремонта.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы, следует проводить:

- а) систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов;
- б) разработка инструкций по эксплуатации и контроль за их соблюдением;
- в) подключение компьютерного оборудования к отдельному щиту;
- г) предусмотреть защитное заземление и отключение распределительного щита.
- д) аттестация оборудования и персонала.

Запрещается:

а) располагать электроприборы в местах, где рабочий может одновременно касаться прибора и заземленного провода;

б) оставлять оголенными токоведущие части схем и установок;

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [31].

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам [32, 33].

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны

предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

### 8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т. д. В таблице 8.5 представлены данные о вредных воздействиях на окружающую среду при производстве геофизических работ и основные мероприятия по устранению этих воздействий.

Таблица 8.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей,

Продолжение таблицы 8.5

	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

Бытовые отходы собираются в специально отведенном месте в металлический контейнер и по окончании работ (либо по мере накопления) вывозятся на полигон месторождения, построенному согласно действующих норм и правил. Люминесцентные лампы после отработанного срока собираются и отправляются на хранение, для дальнейшей транспортировки из месторождения в пункт переработки, где в дальнейшем перерабатывается согласно постановлению РФ. Сбор оргтехники производится по стандарту, устанавливающему основные положения по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов [38, 39]. Макулатуру собирают и упаковывают для временного хранения согласно ГОСТ 1641-75 [40]. После срока хранения, когда данные на бумажных носителях становятся не актуальны, их отправляют на утилизацию [41].

#### 8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации – нарушение условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории, вызванные аварией,

катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением средств поражения, и приведшее или могущее привести к людским и материальным потерям. Ликвидация последствий ЧС – это проведение аварийно-спасательных и других не отложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, восстановление жизнеобеспечения населения.

Наиболее тяжелым видом аварий на Шингинском месторождении, в случае нарушения проектных решений, является открытый фонтан – выброс. Последствия аварии – загрязнение нефтью поверхности кустовой площадки, возможное отравление испаряющимися углеводородами.

При крупных авариях и катастрофах организация работ по ликвидации последствий проводится с учетом обстановки, сложившейся после аварии и катастрофы, степени разрушения и повреждения зданий и сооружений, технологического оборудования, агрегатов, характера аварий на коммунально-энергетических сетях и пожаров, особенностей застройки территории объекта и других условий.

**План действий при газонефтепроявлении.** Во всех случаях, когда необходимо прервать процесс проводки скважины при вскрытых продуктивных пластах (при ремонтных или вынужденном организационно-техническом простое), инструмент должен быть спущен (поднят) до башмака последней обсадной колонны, на инструмент необходимо навернуть одиночку с обратным клапаном или шаровым краном (устье скважины загерметизировать плашечным превентором), инструмент должен находиться на весу. За скважиной должен быть установлен постоянный контроль.

На буровой постоянно должны находиться исправные опрессованные обратные клапаны (шаровые краны), соответствующие типоразмеру бурильного инструмента, два обратных клапана (шаровых кранов) должны быть в открытом положении.



Концевая задвижка на линии глушения должна быть закрыта, а на линии дросселирования открыта после закрытия превентора концевая задвижка на линии дросселирования закрывается. Определяется рост давления на устье, не превышая допустимого давления опресовки колонны. В случае дальнейшего роста давления производится стравливание. Работы, связанные с ликвидацией газонефтепроявления ведутся по специальному плану.

При возникновении открытого газового или нефтяного фонтана буровая бригада должна: прекратить все работы, загерметизировать устье скважины, остановить двигатели внутреннего сгорания и отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках. Отключение электроэнергии воздушным выключателем должно производиться за зоной загазованности.

Дальнейшие действия регламентируются согласно РД 08-254-98 [42].

#### **Чрезвычайная ситуация в результате возникновения пожара.**

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Общие требования пожарной безопасности устанавливает ФЗ №123 [34].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из

первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- |                   |                                       |
|-------------------|---------------------------------------|
| 1. Огнетушитель   | -1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5. |
| 2. Ведро пожарное | -1шт.                                 |
| 3. Топоры         | -1 шт.                                |
| 4. Ломы           | -2 шт.                                |
| 5. Кошма          | - 2м×2м (на каждую машину).           |

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

- причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- открытый огонь – сварочные работы, костры, курение, искры;
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Согласно НПБ 110-03 [43] камеральные помещения относятся к категории В – пожароопасное, т. е. помещения, в которых есть твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (деревянные элементы мебели).

Согласно ПУЭ [44] классом зоны пожароопасности этих помещений является П–2а, т. е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

### **Заключение по разделу**

В процессе выполнения работ рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ, мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

Выполнение всех норм и правил – важный аспект производственной деятельности, это отразится на качестве работы, на состоянии работников, их работоспособности, окружающей среде. Нарушения рассмотренных правил и норм могут стать причиной серьезных проблем.

## **Заключение**

На основании изучения геологического строения и анализа ранее выполненных геофизических работ был выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования в проектной скважине на Шингинском месторождении Томской области.

Запроектированный комплекс геофизических исследований в скважине позволит решить ряд задач, а именно: литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения коллекторов, определение ВНК. Обоснование комплекса геофизических методов, а также их методика проведения учитываются на основании опыта промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах Шингинского нефтяного месторождения.

Наличие определённой априорной физико-геологической модели, имеющейся по месторождению, упростило интерпретацию геофизических данных.

Выбор необходимой аппаратуры для проведения запроектированных геофизических исследований, применение требований к методике измерений и метрологическому обеспечению измерений позволит избежать ошибок и неточностей при определении запасов.

В специальной части рассмотрены методы импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (С/О каротажа) и импульсного нейтрон-нейтронного метода и их применение на месторождениях углеводородов

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## Список использованных источников

1. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
2. Хромовских А. Ю. Особенности формирования верхнеюрских нефтяных залежей Юго-Востока Западно-Сибирской плиты / А. Ю. Хромовских, Г. М. Волощук // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318, № 1: Науки о Земле. – С. 103–106.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. – Санкт-Петербург, 2011.
4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М., Недра, 1975. – 679 с.
5. Петрофизика осадочных пород чехла древних и молодых платформ и нефтегазоносных структур на примере Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы. / Под ред. Н.А. Туезовой. – М.: Недра, 1984. – 384 с.
6. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. Справочник/ А.М. Блюменцев, М.Г. Абросимов, Н.Г. Козыряцкий, Б.Ю. Мельчу. – М.: Изд-во ВНИИГеосистем, 2011. – 134с.
7. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 146 с.
8. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений – М.: Недра, 1986. – 221 с.
9. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежи нефти геофизическими методами. – М.: Недра, 1977. – 239 с.
10. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 2002. – 89 с.

11. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
12. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
13. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. Ф. А. Бурков, В. И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m048.pdf> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.
14. Черняев А.П. Взаимодействие ионизирующего излучения с веществом. – М.: Физматлит, 2004. – 152 с.
15. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / В. Г. Мартынов, Н. Елазуткина, М. С. Хохлова. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
16. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1990. – 240 с.: ил.
17. Шимелевич Ю.С., Кантор С.А., Школьников А.С. и др. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин. – М.: Недра, 1976. – 160 с.
18. Винокуров А.Н., Ильин И.В., Лобив И.В., Мурзин Ф.А., Половинко О.Н., Семич Д.Ф. Программный комплекс, предназначенный для обработки результатов, полученных методом ядерного каротажа нефтяных скважин // Теоретические и прикладные задачи информатики: новые подходы и решения: Труды школы-конкурса молодых ученых, Новосибирск, Академгородок, 25 мая–15 июня 2003 г. – Новосибирск, 2003. – С. 23–31.
19. Пак Ю.Н., Пак Д.Ю., Смагулова А.Б. Оценка текущей нефтенасыщенности по данным импульсного спектрометрического

нейтронного гамма-каротажа // Труды университета (Карагандинский технический университет). – 2016. – № 2. – С. 46–50.

20. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

21. Черменский В.Г., Велижанин В.А., Хаматдинов Р.Т., Саранцев С.Н. Способ спектрометрического гамма-каротажа и устройство для его проведения. Патент РФ № 2191413. – 2002. – 10 с.

221. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

23. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах.

24. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

25. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

26. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

28. Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

29. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

30. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009.

31. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

32. ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
34. №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
35. ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009. ССБТ. Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования.
36. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
37. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Защитное заземление, зануление.
38. ГОСТ Р 55102-2012. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Руководство по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов.
39. ГОСТ 1641-75. Бумага. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).
40. ГОСТ Р 55090-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги.
41. Бочаров А.И., Бурдин О.А., и др. Организация безопасного ведения геологоразведочных раб. – М: Недра, 1981. – 217 с.
42. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
43. НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
44. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.